RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Document d'enregistrement universel **2019**

(Nouvelle version du Document de référence)



Devenons l'énergie
qui change tout.

SOMMAIRE

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités 3

Chiffres clés 4
Modèle d'activité 6
1.2 Histoire et organisation du Groupe 8
1.3 Stratégie du Groupe 12
1.4 Description des activités du Groupe 16
1.5 Environnement législatif et réglementaire 82
1.6 Recherche et développement, brevets et licences 98

2. Facteurs de risques et cadre de maîtrise 103

2.1. Gestion des risques et maîtrise des activités 104
2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé 110

3. Performance extra-financière 129

3.1 EDF, entreprise responsable 130
3.2 EDF, entreprise engagée dans la transition énergétique 136
3.3 EDF, entreprise engagée pour une transition juste et solidaire 146
3.4 Indicateurs et méthodologie 179
3.5 Notation extra-financière 186
3.6 Annexes, tables de correspondances et rapport des Commissaires aux comptes 187

4. Gouvernement d'entreprise 205

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 206
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 208
4.3 Direction Générale 235
4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 237
4.5 Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 238
4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux 239

5. Performance financière du Groupe et perspectives 243

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2019 244
5.2 Événements postérieurs à la clôture 275
5.3 Évolution des prix de marchés à fin février 2020 275
5.4 Perspectives 275

6. États financiers 277

6.1 Comptes consolidés 278
Annexe aux comptes consolidés 285
6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 394
6.3 Comptes sociaux 399
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 454
6.5 Politique de distribution de dividendes 457
6.6 Autres informations 458
6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bonds) émises par EDF 460

7. Informations générales concernant la Société et son capital 465

7.1 Informations générales concernant la Société 466
7.2 Actes constitutifs et statuts 467
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat 470
7.4 Marché des titres de la Société 477
7.5 Opérations avec des apparentés 478
7.6 Contrats importants 482

8. Informations complémentaires 483

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation 484
8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes 484
8.3 Documents accessibles au public – LEI et Calendrier de communication financière 485
8.4 Annexes – politique de rémunération 485
8.5 Tables de concordance 490
Glossaire 498

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2019

Rapport financier annuel

La raison d'être d'EDF (1)

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

38,9
millions de sites clients

557,6 TWh
d'électricité produite dans le monde

90 %
de production décarbonée (1)

(1) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

Acteur majeur de la transition énergétique, le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers : la production, le transport, la distribution, le négoce, la vente d'énergies et les services énergétiques. Leader des énergies bas carbone dans le monde, le Groupe a développé un mix de production diversifié, basé sur l'énergie nucléaire, l'hydraulique, les énergies nouvelles renouvelables et le thermique.

DEVENONS L'ÉNERGIE QUI CHANGE TOUT.

AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Ce document d'enregistrement universel (URD) a été déposé le 13 mars 2020 auprès de l'AMF, en tant qu'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement.

Ce document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de valeurs mobilières ou de l'admission de valeurs mobilières à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note relative aux valeurs mobilières et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au document d'enregistrement universel. L'ensemble est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) n°2017/1129.

Des exemplaires du présent document d'enregistrement universel 2019 sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris Cedex 08) et sur son site internet (http://www.edf.com) ainsi que sur le site de l'AMF (http://www.amf-france.org).

(1) Sous réserve de l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 7 mai 2020.

Dans le présent document d'enregistrement universel (le « document d'enregistrement universel» ou « URD »), sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à la société Électricité de France SA et les termes « groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Outre les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risque décrits au chapitre 2 (« Facteurs de risque et cadre de maîtrise »). Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir le même effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document d'enregistrement universel contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations se révèlent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent document, notamment dans la section 1.3 (« Stratégie du Groupe »), peuvent être affectées par des risques, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés au chapitre 2 (« Facteurs de risque et cadre de maîtrise »).

En application de la législation européenne et française, RTE et Enedis, qui sont des filiales régulées, gérées en toute indépendance au sens des dispositions du Code de l'énergie, chargées respectivement du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF, ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document d'enregistrement universel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles. Dans un souci de lisibilité, il est fait mention dans le reste du document de RTE et Enedis, sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales indépendantes au sens des dispositions du Code de l'énergie.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document d'enregistrement universel, avant ses annexes.



1.

Le Groupe, sa stratégie et ses activités

SOMMAIRE

Chiffres clés 4

Modèle d'activité 6

1.2 Histoire et organisation du Groupe 8

1.2.1 Histoire du Groupe 8
1.2.2 Organisation du Groupe 10

1.3 Stratégie du Groupe 12

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques 12
1.3.2 Stratégie climat du groupe EDF 13
1.3.3 Priorités de la stratégie CAP 2030 13
1.3.4 Politique d'investissement 15

1.4 Description des activités du Groupe 16

1.4.1 Activités de production d'électricité 16
1.4.2 Activités de commercialisation en France 43
1.4.3 Activités d'optimisation pour EDF en France 46
1.4.4 Activités régulées, de transport et de distribution en France 48
1.4.5 Activités du Groupe à l'international 56
1.4.6 Services énergétiques et autres activités 76

1.5 Environnement législatif et réglementaire 82

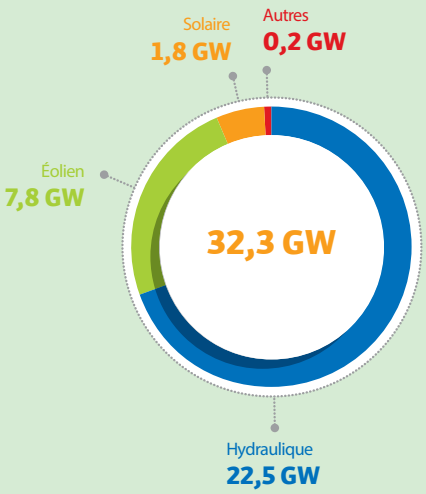
1.5.1 EDF entreprise publique chargée de missions de service public 82
1.5.2 Les marchés de l'énergie 84
1.5.3 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF 91

1.6 Recherche et développement, brevets et licences 98

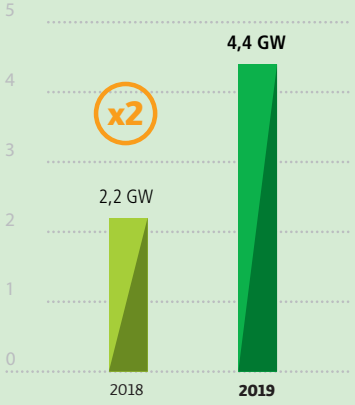
1.6.1 Les priorités de la R&D 98
1.6.2 Politique de propriété intellectuelle 101

EDF, leader européen du renouvelable

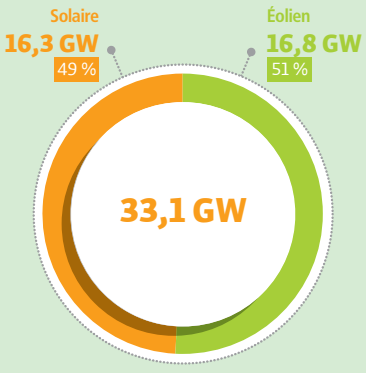
Capacités nettes par filières
En GW



Doublement des capacités mises en construction (éolien et solaire)
En GW

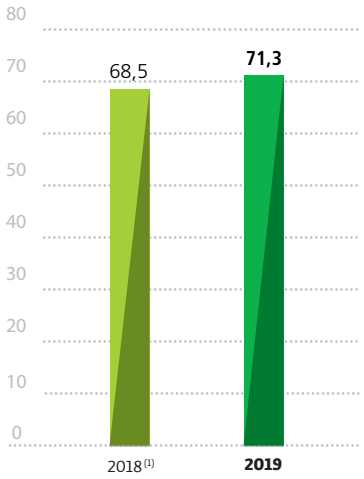


Un portefeuille de projets éoliens et solaires équilibré (en brut)
En GW

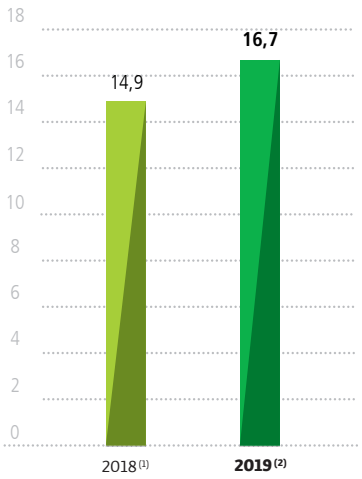


2019 CHIFFRES CLÉS

Chiffre d'affaires
En Mds€

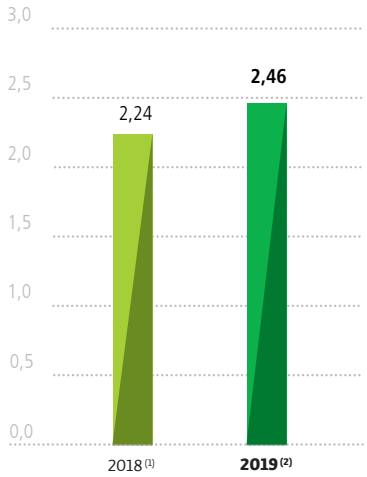


EBITDA
En Mds€

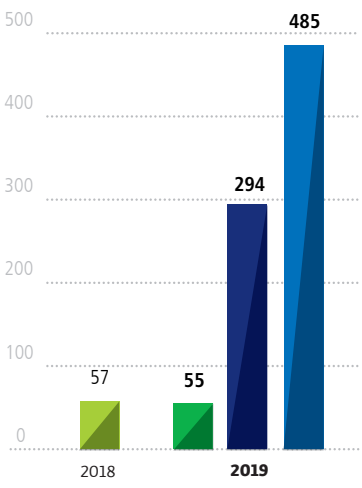


(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.
(2) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

Ratio d'endettement financier net(3)/EBITDA



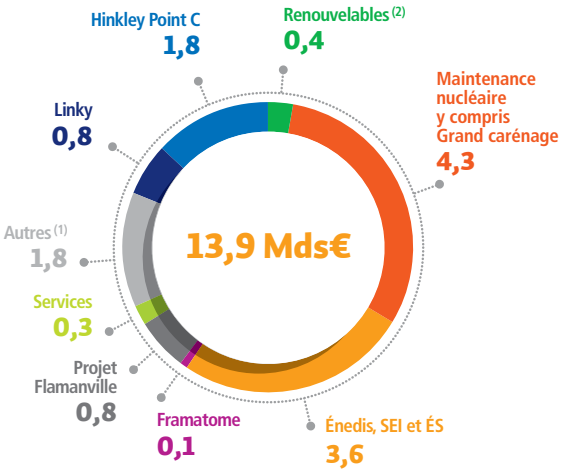
Intensité carbone
En gCO_2/kWh



(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.
(2) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.
(3) Impact significatif sur l'EFN de l'entrée en vigueur de la norme IFRS 16 au 1er janvier 2019 (4,5 Mds€) et du rachat net de titres hybrides (1,1 Md€) au 2e semestre 2019.

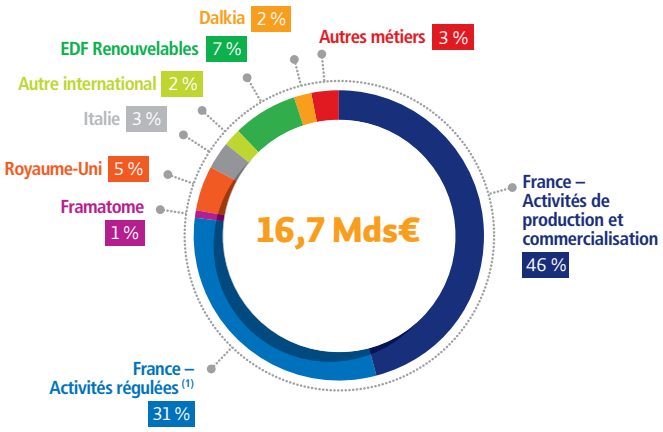
NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Investissements nets hors plan de cessions Groupe
En Mds€



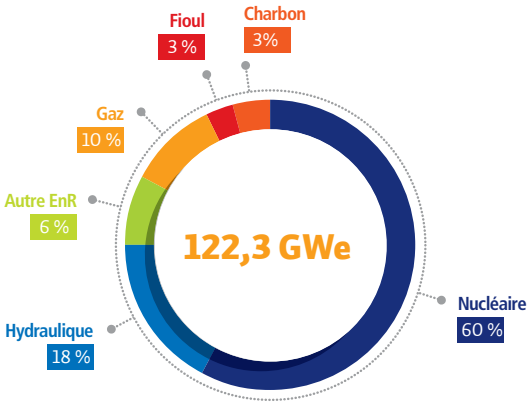
(1) Principalement maintenance nucléaire hors France, maintenance thermique, développement nucléaire France et Royaume-Uni.
(2) Le montant des investissements nets dans le renouvelable serait de l'ordre de 1,5 Md€ corrigé de l'effet de désendettement résultant de la cession de 50 % des parts du Groupe dans le projet *off shore* NnG.

Répartition de l'EBITDA
En Mds€



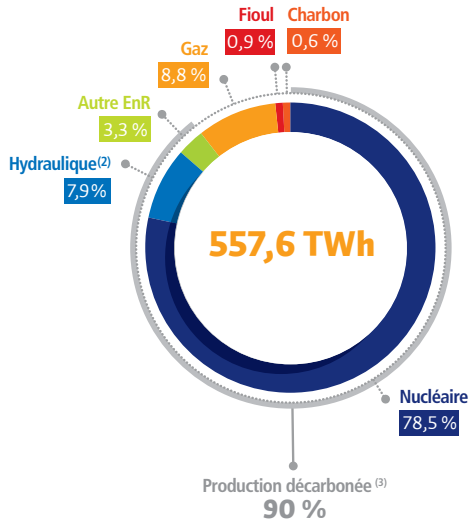
(1) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

Capacités installées (1)
En GWe



(1) Correspond aux données consolidées.

Production d'électricité (1)
En TWh



(1) Production des entités consolidées par intégration globale.
(2) La production hydraulique est de 44,3 TWh sur 2018 et de 37,9 TWh sur 2019 (après déduction du pompage en France).
(3) Emissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

2019

Atouts et ressources

Modèle d'activité

Proximité Clients

- **33,6** millions de clients électricité et **5,3** millions de clients gaz (1)
- Des marques de **1er** plan : EDF, Edison, Luminus, Dalkia
- **47** millions de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation (2)

Une ambition humaine

- **165 000** collaborateurs (3)
- **80 %** des salariés ont bénéficié d'une formation dans l'année (3)

Un écosystème ambitieux d'innovation

- EDF Pulse Croissance, une structure dédiée à l'incubation et au soutien de start-ups, avec une capacité de financement de **60 M€** en 2019
- Plus de **2 700** collaborateurs R&D (4)
- Budget R&D consolidé de **713 M€** en 2019

Des actifs industriels majeurs

- **122,3 GW** de capacités de production d'électricité (3)
- Une filière nucléaire intégrée
- La technologie EPR
- Un portefeuille de **33 GW** de projets renouvelables éoliens et solaires (3)
- **1,4** million de km de réseau de distribution (5)
- **26** millions de compteurs intelligents installés (3)
- **340** réseaux urbains de chaleur et de froid gérés par Dalkia

Un socle financier solide

- Total Bilan consolidé : ~ 300 Mds€
- 1er investisseur parmi les utilities européennes (14 Mds€ en 2019)

Un engagement RSE fort

- Classement A CDP climate change
- n°2 SUSTAINALYTICS
- Près de 10 Mds€ de financements green & sustainable

(1) Périmètre consolidé. Décompte en points de livraison.
(2) Périmètre EDF SA hors DOM et Corse.
(3) Périmètre Groupe.
(4) ETP (équivalent temps plein) au périmètre Groupe.
(5) Réseau de distribution en concession d'Enedis.

Raison d'être d'EDF (1)

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

CAP 2030

Trois priorités stratégiques :

Proximité clients

Créer de nouvelles solutions compétitives décentralisées, de nouveaux services énergétiques personnalisés et des réseaux intelligents



Production bas carbone

Rééquilibrer le mix de production en accélérant le développement des ENR et en garantissant la sûreté et la performance du nucléaire existant et du nouveau nucléaire



Développement international

Se déployer sur de nouvelles géographies en développant nos solutions bas carbone dans les pays en croissance, tout en confortant nos positions en Europe

Soutenues par :

Un programme de **TRANSFORMATION** et de **PERFORMANCE industrielle, financière et humaine**

Et la mise en œuvre de 3 plans :

PLAN SOLAIRE

30 % de parts de marché sur le solaire photovoltaïque en France d'ici 2035

PLAN STOCKAGE

+ 10 GW de capacités dans le monde d'ici 2035

PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE

30 % de parts de marché (2) sur la fourniture des véhicules électriques et opérateur majeur des infrastructures de recharge

(1) Sous réserve de l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée générale du 7 mai 2020.
(2) Marchés France, Royaume-Uni, Italie et Belgique.

Création de valeur - 2019

Performance RSE au cœur de nos métiers, avec 6 objectifs :

- **Changement climatique**
- **Développement humain**
- **Précarité énergétique**
- **Efficacité énergétique**
- **Dialogue et concertation**
- **Biodiversité**

Pour le climat

- Une ambition de neutralité carbone à l'horizon 2050
  committed BUSINESS AMBITION FOR 1.5°C
- Une production d'électricité de **557,6 TWh** à **90%** décarbonée (1) avec émission **55 g** de CO_2 /kWh (2) en 2019
- EDF, acteur du partage de l'eau : intensité eau de **0,87 l/kWh** en 2019 (3)

Objectifs de Développement Durable - ONU

Pour les clients

- Haut niveau de satisfaction Clients
- **+ de 894 000** clients en difficulté bénéficient d'un accompagnement énergie (4)

Pour les partenaires et territoires

- **~ 100** partenariats académiques et industriels
- Les PME représentent entre **22** et **26 %** des achats d'EDF et d'Enedis
- Près de **213 000** emplois directs, indirects et induits (5)
- Près de **90%** de projets font l'objet d'une concertation (6)

Pour les salariés

- Un indice d'engagement salariés de **64%** (7)
- **27,3 %** de femmes dans les CoDir (8)
- Un ratio d'équité - salaire moyen (9) de **6,8**

CA 71,3 Mds€
EBITDA 16,7 Mds€
Résultat net courant 3,9 Mds€

Un partage de la valeur ajoutée avec nos parties prenantes

Fournisseurs
Achats (10)
44 Mds€
Accord mondial RSE groupe EDF

État et territoires
Impôts et taxes (11)
5,4 Mds€

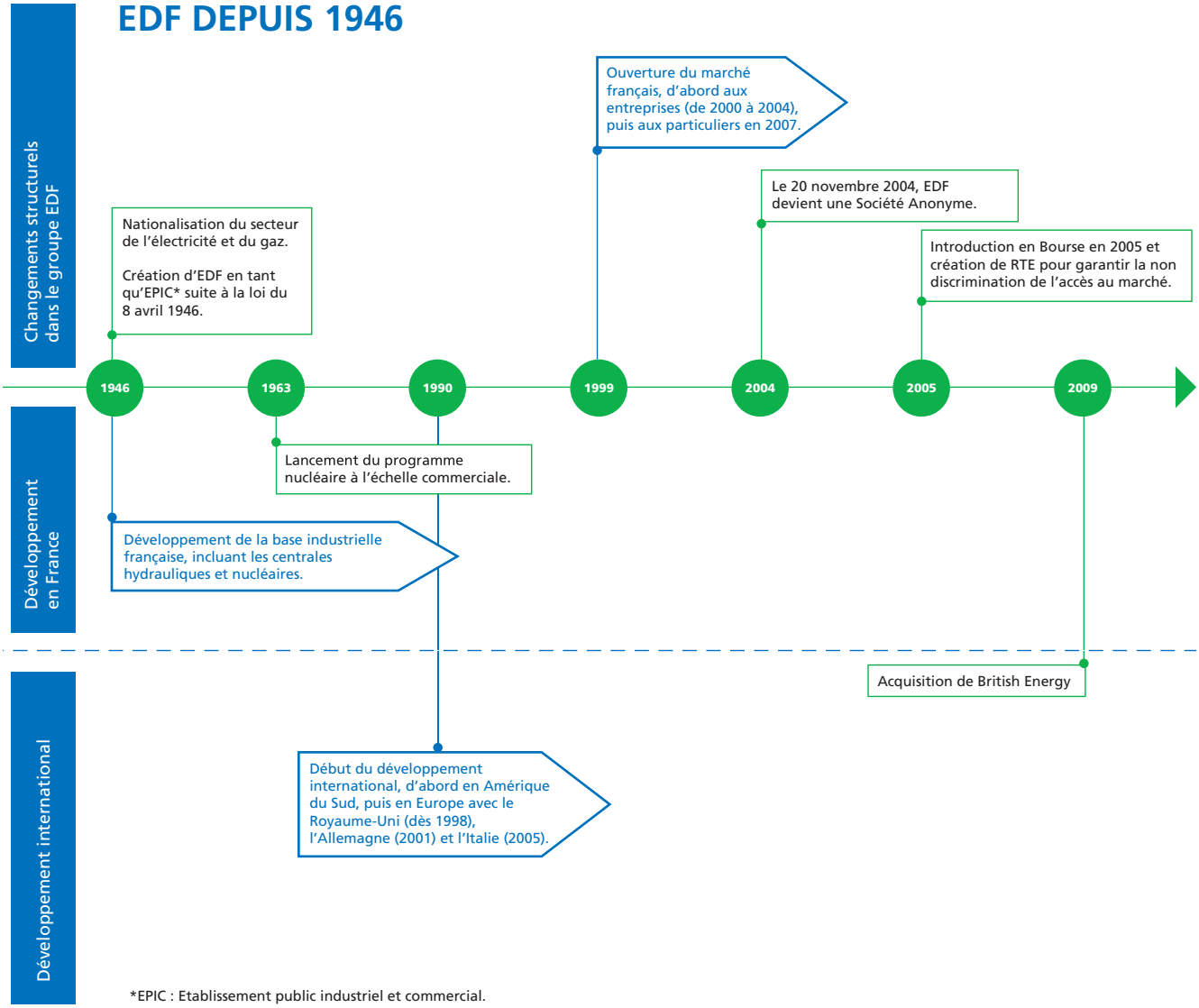
Collaborateurs
Rémunération (12)
14 Mds€

Dividendes Actionnaires
Taux de distribution cible (13)
45%-50%

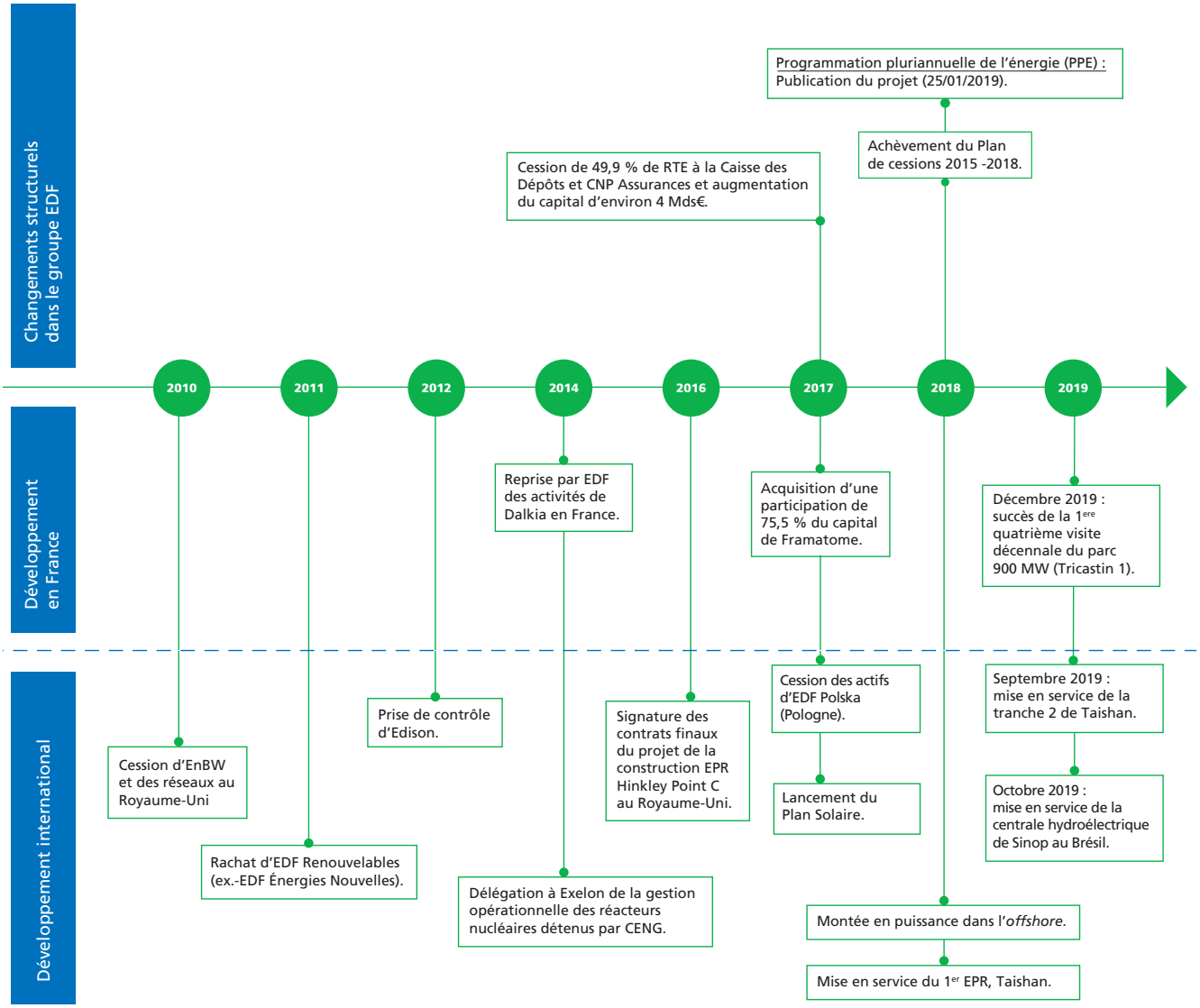
(1) Emissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.
(2) Emissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur. Périmètre Groupe.
(3) Eau consommée / production électrique du parc. Périmètre Groupe.
(4) Périmètre EDF SA + ÉS.
(5) France hors Corse et Outre-Mer. Nucléaire DPNT et DIPNN (yc EDVANCE) et DTEAM et achats hors combustibles.
(6) Conformité aux principes de l'Equateur - Périmètre Groupe.
(7) Enquête interne MyEDFGroup.
(8) Périmètre Groupe.
(9) Périmètre EDF SA – ratio établi conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.
(10) Achats et autres consommations externes consolidées.
(11) Impôts et taxes, yc impôts sur les résultats, consolidés.
(12) Charges de personnel consolidées.
(13) Taux appliqué au résultat net courant ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.

1.2 Histoire et organisation du Groupe

1.2.1 Histoire du Groupe



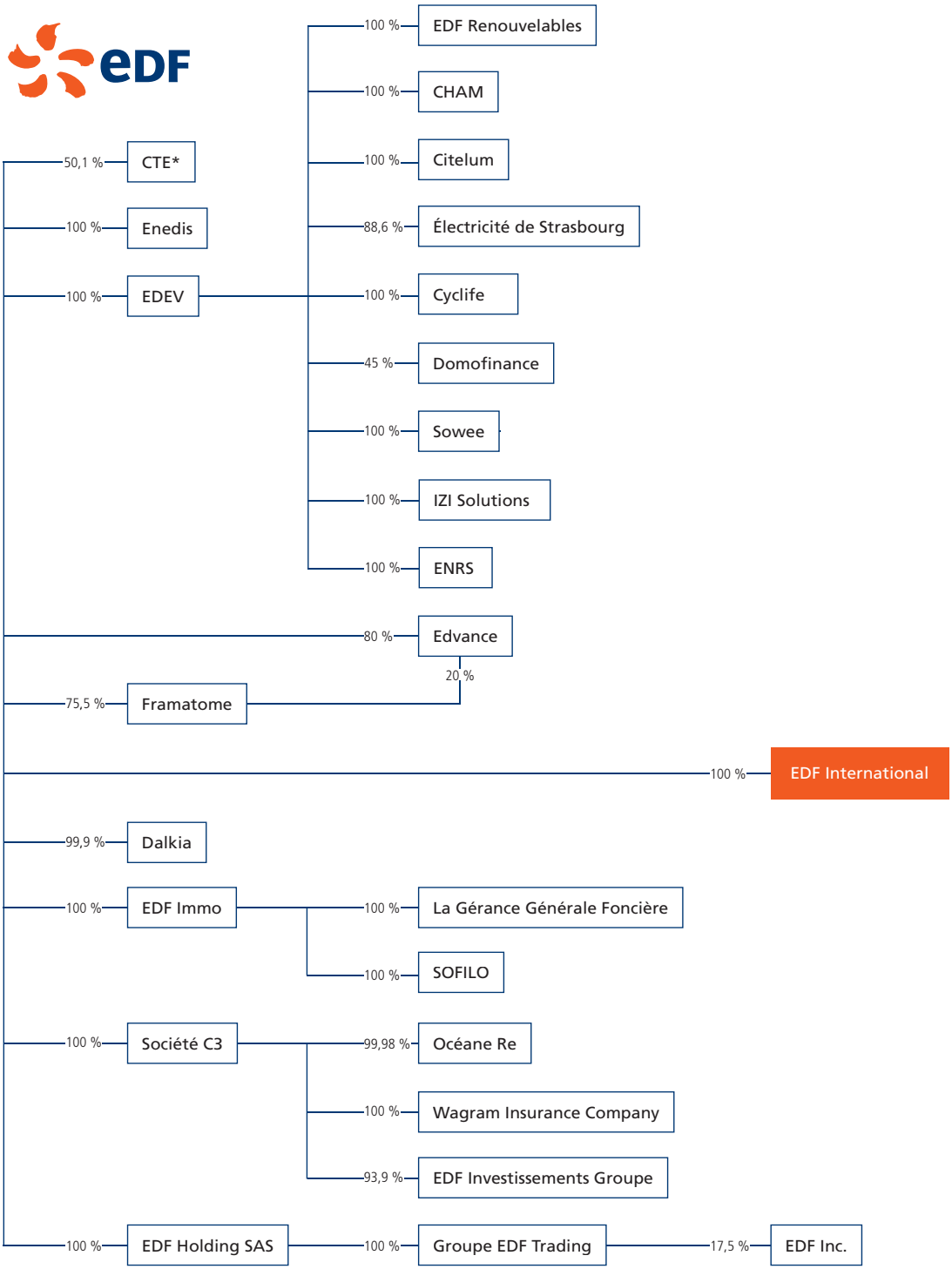
*EPIC : Etablissement public industriel et commercial.


Changements structurels dans le groupe EDF
Développement en France
Développement international
2010
2011
2012
2014
2016
2017
2018
2019
Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : Publication du projet (25/01/2019).
Achèvement du Plan de cessions 2015 -2018.
Cession de 49,9 % de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances et augmentation du capital d'environ 4 Mds€.
Reprise par EDF des activités de Dalkia en France.
Acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de Framatome.
Décembre 2019 : succès de la 1ere quatrième visite décennale du parc 900 MW (Tricastin 1).
Cession d'EnBW et des réseaux au Royaume-Uni
Prise de contrôle d'Edison.
Signature des contrats finaux du projet de la construction EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni.
Cession des actifs d'EDF Polska (Pologne).
Septembre 2019 : mise en service de la tranche 2 de Taishan.
Lancement du Plan Solaire.
Octobre 2019 : mise en service de la centrale hydroélectrique de Sinop au Brésil.
Rachat d'EDF Renouvelables (ex.-EDF Énergies Nouvelles).
Délégation à Exelon de la gestion opérationnelle des réacteurs nucléaires détenus par CENG.
Montée en puissance dans l'offshore.
Mise en service du 1er EPR, Taishan.

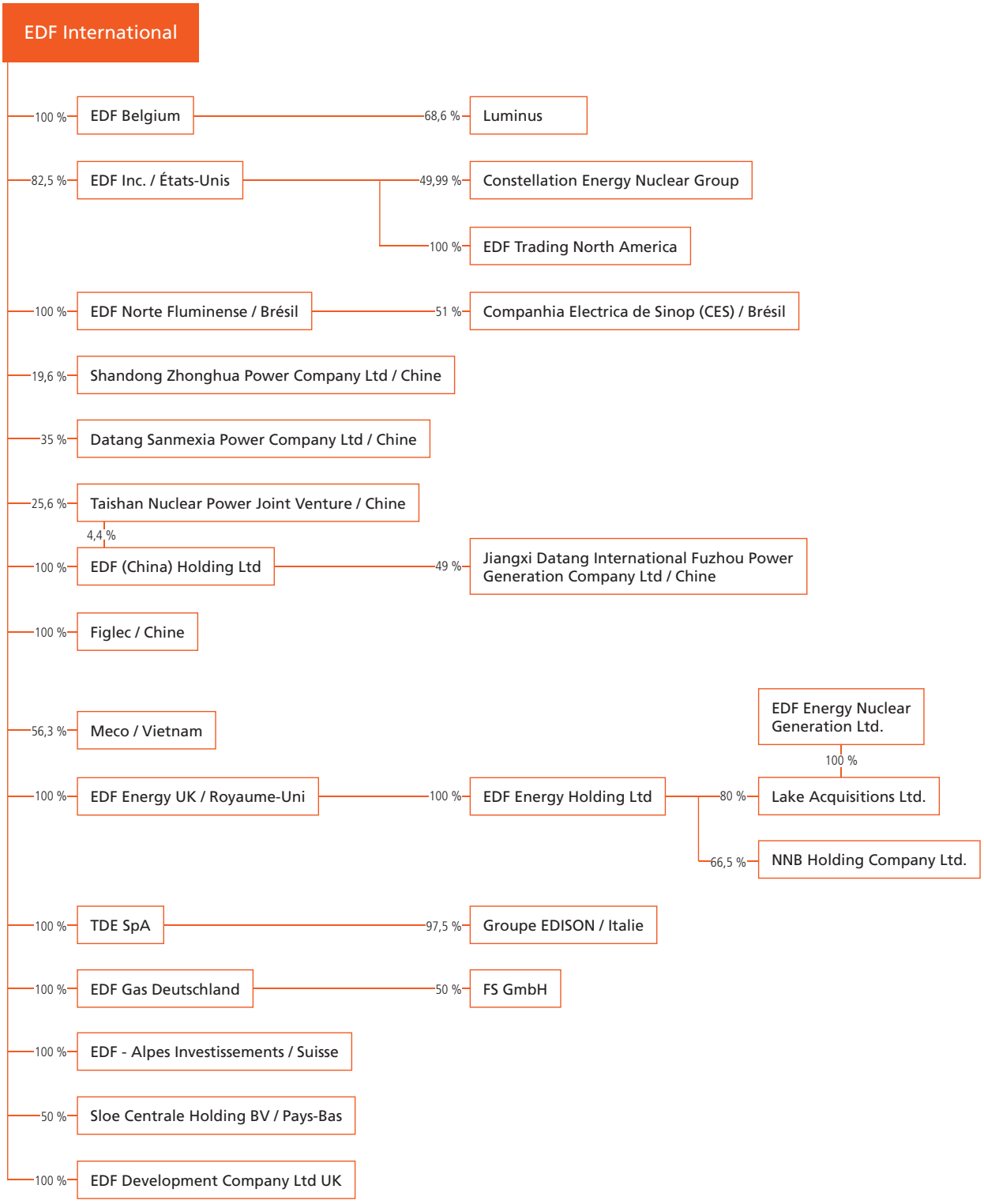
1.2.2 Organisation du Groupe

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2019 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.

Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés à la note 53 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.



** Co-entreprise de Transport d'Électricité "CTE" (ex C25), société détenant les titres RTE.*


EDF International
100 %
EDF Belgium
68,6 %
Luminus
82,5 %
EDF Inc. / États-Unis
49,99 %
Constellation Energy Nuclear Group
100 %
EDF Trading North America
100 %
EDF Norte Fluminense / Brésil
51 %
Companhia Electrica de Sinop (CES) / Brésil
19,6 %
Shandong Zhonghua Power Company Ltd / Chine
35 %
Datang Sanmexia Power Company Ltd / Chine
25,6 %
Taishan Nuclear Power Joint Venture / Chine
4,4 %
100 %
EDF (China) Holding Ltd
49 %
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd / Chine
100 %
Figlec / Chine
56,3 %
Meco / Vietnam
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.
100 %
100 %
EDF Energy UK / Royaume-Uni
100 %
EDF Energy Holding Ltd
80 %
Lake Acquisitions Ltd.
66,5 %
NNB Holding Company Ltd.
100 %
TDE SpA
97,5 %
Groupe EDISON / Italie
100 %
EDF Gas Deutschland
50 %
FS GmbH
100 %
EDF - Alpes Investissements / Suisse
50 %
Sloe Centrale Holding BV / Pays-Bas
100 %
EDF Development Company Ltd UK

1.3 Stratégie du Groupe

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques

La lutte contre le changement climatique à travers la diminution des émissions de gaz à effet de serre est entrée dans une phase décisive pour la limitation du réchauffement climatique à + 2 °C au maximum, tout en poursuivant les efforts pour le limiter à 1,5 °C.

L'accord trouvé à Paris lors de la 21e Conférence des Parties (COP21) en 2015 confirme la mobilisation contre le changement climatique ainsi que l'importance croissante des transitions énergétiques au-delà de l'Europe. Cet accord, ratifié par 168 pays ainsi que par l'Union européenne, est entré en vigueur le 4 novembre 2016.

Avec ses Paquets Énergie Climat et Énergie Propre de 2008 et 2019, l'Union européenne s'est fixé des objectifs ambitieux pour les horizons 2020 et 2030. Elle réfléchit actuellement au renforcement de ses ambitions de décarbonation à l'horizon 2030 et à l'adoption d'un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. La nouvelle Commission européenne a annoncé en décembre 2019 un Green Deal pour concrétiser cette ambition.

La France a établi en 2019 sa Stratégie Nationale Bas-Carbone intégrant l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 fixé par le Plan Climat de 2017.

Le Royaume-Uni, qui doit engager un renouvellement important de ses moyens de production d'électricité, a établi depuis 2008 un *Climate Change Act* et a mis en place un modèle de marché cohérent avec cette politique (*Carbon Price Floor, Contracts for Difference,* marché de capacité, réflexions sur un modèle de base d'actifs régulés pour les nouveaux moyens de production nucléaire).

Les émissions de CO_2 à l'échelle mondiale étant essentiellement générées par l'énergie issue des combustibles fossiles, l'atteinte de l'objectif climatique nécessite de réduire rapidement leur utilisation. Pour cela, les deux leviers majeurs à activer sont la baisse de la consommation d'énergie en développant des solutions d'efficacité énergétique et le basculement vers l'utilisation d'énergies décarbonées : énergies renouvelables – qu'elles soient thermiques (bois, biomasse) ou électriques (hydraulique, photovoltaïque ou éolienne) – et énergie nucléaire.

Ainsi, des usages aujourd'hui couverts par les énergies fossiles devront être remplacés par des solutions énergétiques décarbonées, en premier lieu électriques – l'électricité ne représente aujourd'hui qu'environ 20 % de l'énergie consommée dans le monde. L'électrification des usages concerne prioritairement les deux secteurs les plus émetteurs : le bâtiment et les transports. Les solutions électriques chez les consommateurs étant très souvent synonymes d'efficacité énergétique, elles contribuent conjointement à cet objectif de diminution des consommations d'énergie et de sortie des énergies fossiles dans la mobilité, les bâtiments et l'industrie : pompes à chaleur en remplacement d'une chaudière fioul ou gaz, véhicule électrique en remplacement d'un véhicule thermique, etc.

Si la consommation d'électricité est en forte croissance dans les pays émergents, notamment en Asie avec des prévisions [(1)] de l'ordre de + 171 TWh par an en Chine entre 2018 et 2040 (+ 2,2 % par an en moyenne) et + 45 TWh par an en Afrique (+ 4,1 % par an), elle est plus limitée dans l'Union européenne : + 28 TWh par an dans l'Union européenne (+ 0,9 % par an). Dans cette zone, le marché et le contexte réglementaire ne donnent que très peu de visibilité aux revenus des actifs de production d'électricité, alors que des investissements importants sont toujours requis pour maintenir les actifs existants et, à plus long terme, pour renouveler les parcs de production :

- les prix des commodités sont très volatils et devraient le rester malgré l'abondance des ressources fossiles. Ils restent très sensibles aux tensions géopolitiques, aux variations de la croissance économique, aux aléas climatiques et techniques ;
- le prix du CO_2, dépend directement de la régulation mise en place. En Europe, le système de quotas d'émissions actuellement en place ne permet pas d'assurer un prix minimum du CO_2 ;
- le prix de marché de l'électricité dépend directement des facteurs précédents et détermine l'équilibre économique des moyens de production d'électricité.

Dans ce contexte, la plupart des capacités de production mises en service s'établit sous des régimes de subventions et/ou de revenus garantis.

En France, la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 a fixé plusieurs objectifs de moyen et long terme relatifs aux émissions de gaz à effet de serre, à la consommation d'énergie et au mix énergétique français. Cette loi est déclinée dans une Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) pour piloter ces objectifs. La PPE définit les orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie pour des périodes de 5 ans.

La proposition de PPE des périodes 2019-2023 et 2024-2028 a été mise en consultation par le gouvernement en janvier 2020. Ce texte réaffirme que les objectifs énergétiques français portent sur la réduction des consommations d'énergie, en priorisant la baisse de consommation des énergies les plus carbonées, et sur le remplacement d'énergies carbonées par des énergies décarbonées. Il précise que l'électricité est un levier de décarbonation de nombreux usages. Il fixe notamment des objectifs de :

- diminution des émissions de gaz à effet de serre à 277 Mt CO_2 en 2023 et 227 Mt CO_2 en 2028 ;
- baisse de 20 % de la consommation primaire d'énergies fossiles en 2023 et de 35 % en 2028 par rapport à 2012 ;
- développement des énergies renouvelables (consommation de chaleur renouvelable de 196 TWh en 2023 et une fourchette de 218 à 247 TWh en 2028 ; capacité installée d'énergie renouvelable électrique en France de 74 GW en 2023 et une fourchette de 102 à 113 GW en 2028) ;
- développement du véhicule électrique (1,2 million de voitures particulières électriques en circulation en 2023) ;
- arrêt de la vente de véhicules neufs émettant des gaz à effet de serre en 2040 ;
- 500 000 rénovations performantes de logements chaque année.

Il fixe à l'horizon 2035 l'atteinte d'une part de 50 % d'électricité nucléaire dans le mix électrique français, *via* la fermeture de 14 réacteurs d'ici 2035, dont les deux réacteurs de Fessenheim et 2 à 4 autres réacteurs fermés d'ici 2028. Ainsi deux réacteurs fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement ; par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, deux réacteurs additionnels pourraient fermer à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023. Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 prévoit également l'arrêt de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2022.

Pour le long terme, le projet de PPE indique qu'il est nécessaire de préserver une capacité de construction de nouveaux réacteurs nucléaires appuyés sur une technologie et des capacités industrielles nationales. Le gouvernement a demandé au groupe EDF de préparer avec la filière nucléaire, d'ici mi-2021, un dossier portant notamment sur sa capacité industrielle, le « dérisquage » du nouveau modèle de réacteur EPR2 proposé par EDF intégrant l'expertise des coûts de ce réacteur, l'analyse des options de financement d'un programme de nouveaux réacteurs pour le système électrique français et les actions nécessaires en vue de la validation par la Commission européenne du dispositif de financement et de portage du programme.

En outre, le projet de PPE prévoit que « *le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas* ». Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement envisage de mettre en place une régulation économique imposant à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat. Ce SIEG s'appuierait sur une régulation économique du parc nucléaire existant pour concilier et contribuer aux objectifs suivants :

- protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, quel que soit leur fournisseur et pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer ;

(1) Sources : AIE, World Energy Outlook, novembre 2019, Sustainable Development Scenario.

- atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixée, ainsi que les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement et le retour sur investissement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement.

De leur côté, les clients aspirent à être de plus en plus acteurs de leur consommation, et les territoires acteurs de leur politique énergétique. Ces nouvelles attentes poussent les énergéticiens à imaginer de nouvelles solutions et de nouveaux modèles plus décentralisés, facilités par les innovations technologiques du numérique et des télécommunications et par l'émergence de nouveaux usages, dont le véhicule électrique.

Le secteur électrique est donc plus que jamais en transformation, au croisement des évolutions technologiques et sociétales de moyen et de long terme.

Aussi le groupe EDF a-t-il fixé son modèle d'activité et ses axes stratégiques CAP 2030 en réponse à ce contexte.

1.3.2 Stratégie climat du groupe EDF

EDF a proposé à ses actionnaires lors de la prochaine Assemblée Générale qui se tiendra le 7 mai 2020 d'adopter une raison d'être. Ainsi, la raison d'être d'EDF serait de "Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants".

En cohérence avec cette raison d'être, EDF a pour ambition d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 grâce à des émissions directes quasi nulles, une réduction des émissions indirectes aussi importante que possible dans le cadre des politiques nationales et une compensation des émissions résiduelles par des projets à émissions négatives. A cet effet, EDF a pour objectif de sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030, toutes zones géographiques confondues. La raison d'être d'EDF renforce également son ambition de développer en France et à l'international des solutions pour que chacun puisse être acteur de la transition énergétique.

La stratégie climat du groupe EDF s'appuie sur trois leviers : atténuation, adaptation et transformation.

Atténuation : En intégrant la coalition « *Business Ambition for 1.5 degrees* » le 26 février 2020, aux côtés de 200 autres entreprises dans le monde, le groupe EDF démontre son ambition sur les enjeux climatiques en fixant ses trajectoires de réduction d'émissions de gaz à effet de serre pour qu'elles répondent à une hausse des températures limitée à 1,5 degrés, et vise la neutralité carbone en 2050. Il s'est aussi engagé dans l'obtention de la certification *Science Based Target initiative*, avec une baisse des émissions directes du Groupe réhaussée de 40 à 50% pour 2030 (1) et la volonté de fixer, pour la première fois en 2020, un engagement de réduction des émissions indirectes (scope 3). Pour ce faire, le groupe EDF s'appuie sur sa production déjà décarbonée à 90% grâce au nucléaire et à l'hydraulique (2) et a pour objectif de sortir de la production à base de charbon d'ici 2030 avec en particulier la fermeture des dernières centrales fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022 en France, et au Royaume-Uni d'ici 2024 (3). Le Groupe investit dans le développement des énergies renouvelables en France et dans le monde (4), avec un objectif de doublement des capacités ENR installées entre 2014 et 2030 pour atteindre 50 GWe en 2030.

Adaptation : Le groupe EDF met en œuvre une stratégie d'adaptation de l'ensemble de ses activités aux impacts du changement climatique, visant d'une part à rendre ses installations existantes moins sensibles et résilientes à l'augmentation des évènements climatiques extrêmes (canicules, sécheresses, tempêtes, inondations…) et d'autre part à intégrer l'évolution du climat sur le long terme (températures moyennes, niveaux des mers…) dans la conception des nouvelles installations, en particulier celles ayant des durées de vie supérieures à 40 ans comme les ouvrages hydrauliques et nucléaires.

Transformation : Le groupe EDF fait évoluer ses activités afin de permettre aux territoires d'atteindre la neutralité carbone : accompagnement de l'électrification des usages, investissement dans l'innovation et la R&D, développement des services énergétiques, plan solaire, plan mobilité électrique, *smart cities*, compteurs communiquant, plan stockage, nouveaux business et nouvelles offres commerciales. Parce que la transition énergétique ne se fera que si elle est juste et solidaire, le groupe EDF accompagne ses clients à mieux consommer, combat la précarité énergétique et œuvre pour une réglementation favorable au climat.

La stratégie climat du groupe EDF est portée par le Directeur Exécutif Innovation Responsabilité d'Entreprise et Stratégie au sein du Comité exécutif du Groupe.

1.3.3 Priorités de la stratégie CAP 2030

Pour EDF, lutter contre le dérèglement climatique repose sur deux leviers : l'efficacité énergétique et la décarbonation de l'énergie. C'est la conviction sur laquelle repose notre stratégie, articulée autour de trois piliers :

- proximité avec les clients et les territoires ;
- production très bas carbone, avec un rééquilibrage du mix entre énergies nucléaire et renouvelable ;
- développement international.

Producteur d'une électricité décarbonée, le Groupe développe des solutions pour que chacun puisse être, à son échelle, acteur de la transition énergétique et promeut son modèle bas carbone à l'international. Ces orientations sont soutenues par 3 plans majeurs et un programme de travail stratégique (pilotés au niveau du Comité exécutif, une vingtaine de chantiers stratégiques sont conduits, concrétisant chacune des trois priorités stratégiques) :

- avec le **plan mobilité électrique**, lancé en octobre 2018, EDF ambitionne d'être le premier fournisseur d'énergie pour les véhicules électriques en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique, avec un objectif de part de marché globale de 30 %, mais aussi d'être le premier exploitant des bornes électriques dans ces pays et le leader européen du *smart charging*. En 2022, EDF a pour objectifs de fournir en électricité 600 000 véhicules électriques, de déployer 75 000 bornes, de donner accès à ses clients en Europe à 250 000 bornes en interopérabilité et, dès 2020, d'exploiter 4 000 bornes intelligentes. Aujourd'hui, EDF accompagne les territoires dans le déploiement de solutions de mobilité électrique à grande échelle ;
- le stockage est clé pour stabiliser la fréquence sur le réseau avec des stations de pompage hydrauliques, des giga-batteries, ou pour piloter des microréseaux dans des endroits isolés dépourvus d'accès au réseau. Le **plan stockage**, lancé en mars 2018, prévoit de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035, pour porter la capacité de stockage du Groupe à cet horizon à 15 GW ;
- avec **le plan solaire**, EDF ambitionne de devenir le leader du solaire photovoltaïque en France avec 30 % de parts de marché du secteur entre 2020 et 2035. EDF Renouvelables exploite 2 GW bruts de puissance installée dans l'Hexagone, dont près de 230 MWc bruts en solaire. Pour atteindre ces objectifs, EDF s'est mis en ordre de marche, afin d'identifier des fonciers disponibles et de réaliser des acquisitions ciblées. En 2019, l'entreprise a fait l'acquisition du groupe Luxel, acteur indépendant du solaire en France, qui détient un portefeuille d'un gigawatt crête (1 GWc), constitué de parcs déjà en exploitation et de projets prêts à être construits ou en cours de développement.

L'atteinte de ces objectifs repose notamment sur un programme de transformation axé sur la simplification, l'innovation et le numérique, la responsabilisation et la performance, l'ambition humaine et les compétences.

Dans le cadre de CAP 2030, le groupe EDF s'est également engagé à travers six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (voir section 3.1 « EDF, entreprise responsable »).

(1) Voir section 3.2.1.1.1 "L'ambition du groupe EDF".
(2) Voir section 1.1 "chiffres clés".
(3) Voir section 1.4.1.4.2 « Les enjeux de la production thermique » - § « un parc charbon en cours d'adaptation » et section 1.4.5.1.1 « Stratégie » - § « vue d'ensemble ».
(4) Voir section 1.3.4.2 "Programme d'investissements".

1.3.3.1 Stratégie et organisation

Dans le cadre de la stratégie CAP 2030, et en cohérence avec les orientations retenues par les autorités françaises pour la PPE, le groupe EDF est mobilisé pour porter les enjeux de la transition énergétique dans toutes ses dimensions et les géographies dans lesquelles il est implanté.

En France, cette ambition requiert une réforme en profondeur du marché de l'électricité et des conditions de rémunération des actifs nucléaires. C'est dans ce contexte que le gouvernement a engagé une consultation sur la mise en place d'un nouveau cadre de régulation en remplacement de l'ARENH (voir section 2.2.1 « régulation des marchés, risques politiques et juridiques – 1B Évolution du cadre réglementaire ») et demandé à la Direction Générale du Groupe de réfléchir à une nouvelle organisation dans le cadre de cette réforme. Cette éventuelle évolution de l'organisation du Groupe, qui n'est envisagée que sous réserve de l'aboutissement des projets de réforme du cadre de régulation, pourrait conduire à filialiser et à introduire sur le marché de façon minoritaire notamment les activités aval et de services, les activités renouvelables et les activités de distribution regroupées dans une structure (appelée « VERT ») qui resterait majoritairement détenue et contrôlée par la maison-mère (appelée « BLEU ») qui porterait elle-même directement l'ensemble des activités nucléaires ainsi que le parc hydraulique d'EDF. Les périmètres respectifs de ces entités ne sont en rien définis de manière exhaustive à ce stade et seront précisés le moment venu si ce projet de réorganisation (projet « HERCULE ») est effectivement mis en oeuvre.

En tout état de cause, le projet HERCULE devrait maintenir BLEU et VERT comme deux entités intégrées au sein du Groupe. Cette éventuelle évolution de l'organisation du Groupe, qui n'est envisagée que sous réserve de l'aboutissement des projets de réforme du cadre de régulation, aurait pour objectif de renforcer les capacités d'investissement et de financement du Groupe pour lui permettre d'être le leader de la transition énergétique, tout en garantissant la préservation d'un groupe intégré. Les réflexions sont en cours sur ce sujet, et sont conditionnées à la réforme du cadre de régulation nucléaire.

1.3.3.2 Proximité avec les clients et les territoires

De plus en plus, les particuliers, les entreprises, les villes souhaitent changer leur façon de s'éclairer, de se chauffer, de produire, de consommer, de se déplacer… Cet élan, somme d'initiatives individuelles et de décisions publiques, se développe progressivement partout. L'ambition d'EDF est d'accompagner les clients et les territoires vers la neutralité CO_2 avec des solutions décarbonées et d'efficacité énergétique accessibles et innovantes.

Pour cela, EDF s'appuie sur son portefeuille de clients dans les pays prioritaires européens (France, Grande-Bretagne, Belgique et Italie) avec une relation client de référence et une gamme d'offres de services et de fourniture enrichie :

- EDF se positionne comme acteur majeur des services d'efficacité énergétique et de décarbonation des usages en travaillant à la substitution des énergies fossiles par de nouveaux usages performants de l'électricité (mobilité électrique, pompe à chaleur, habitat bas carbone, hydrogène décarbonée etc.). Dalkia développe, réalise et gère des solutions énergétiques innovantes, plus écologiques et plus économiques. EDF accompagne le développement des capacités de production d'électricité décarbonées et décentralisées telles que l'offre en autoconsommation « Mon soleil et moi », des solutions innovantes pour aider clients et territoires à mieux et moins consommer et contribue au développement de la ville intelligente ;
- En 2019, EDF a continué à innover avec de nouvelles offres, a accéléré son développement dans les services aux particuliers et entreprises, et a intensifié son activité dans les services énergétiques aux entreprises et aux collectivités. C'est sa réponse pour conserver la confiance de ses clients dans un environnement de plus en plus concurrentiel : avec le lancement en 2019 de « Mes jours Zen », EDF élargit sa gamme d'offres de marché d'électricité destinées aux clients particuliers composée de Vert Électrique, Vert Électrique Week-end, Vert Électrique Auto et Digiwatt. "Mes jours Zen" est une gamme d'offres destinée aux clients qui souhaitent un prix de l'électricité adapté à leurs habitudes de consommation ;
- Après Ding Done en Belgique (Luminus), Hoppy en Grande-Bretagne (EDF Energy) ou encore Assistenza Casa en Italie (Edison), le lancement de la première plateforme de services, IZI by EDF, permet au Groupe de devenir le partenaire sérénité des Français dans leur habitation ou leur local professionnel. Plateforme numérique, IZI by EDF met en relation des particuliers et des professionnels avec des artisans et des professionnels du bâtiment indépendants pour réaliser des petits travaux ou des projets de rénovation. EDF a également lancé « Mon chauffage durable », une offre complète pour le remplacement des chaudières fonctionnant aux combustibles fossiles (fioul, gaz,...) par une pompe à chaleur, afin de réduire la facture d'énergie des Français et les émissions de CO_2 ;
- Pour fournir une offre hydrogène décarbonée et compétitive, prioritairement à destination de clients industriels et du secteur de la mobilité lourde, secteurs difficiles à décarboner, EDF a créé en 2019 sa filiale Hynamics ;
- Grâce à son savoir-faire, Dalkia a permis de faire économiser à ses clients 6,7 TWh en 2019. À ce jour, Dalkia exploite 340 réseaux de chaleur et de froid : en 2019, Dalkia a permis d'éviter l'émission de 4,3 millions de tonnes de CO_2.

1.3.3.3 Production très bas carbone : nucléaire et énergies renouvelables

L'engagement pris par tous les États lors de la COP21 vise à contenir la hausse des températures nettement en dessous de 2 °C. Il a créé un déclic collectif pour agir autrement. L'Agence internationale de l'énergie (AIE), dans son rapport de 2019 sur «l'énergie nucléaire dans un système énergétique propre », a par ailleurs estimé que le nucléaire est un outil indispensable pour contenir le réchauffement climatique en dessous de 2 °C par rapport à la période préindustrielle : sans nucléaire, les experts de l'AIE estiment en effet que l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris coûtera beaucoup plus cher et demandera des efforts trop importants à la communauté internationale.

Parce qu'en France, l'électricité est décarbonée à 97 % grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables, EDF joue un rôle moteur dans l'atteinte de cet objectif en accélérant le développement des énergies renouvelables tout en garantissant la sûreté, la performance et la compétitivité du parc nucléaire existant et du Nouveau Nucléaire.

L'ambition d'une production très bas carbone pour le groupe EDF passe d'abord par la consolidation de la base de ses actifs hydrauliques et nucléaires :

- EDF investit régulièrement dans les concessions hydrauliques pour allier performances économique, énergétique et environnementale, et propose des solutions renforçant le productible hydraulique ;
- EDF investit pour poursuivre l'exploitation, dans les meilleures conditions de sûreté, du parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, ainsi que dans la préparation de la déconstruction du parc nucléaire et de la gestion des déchets.

En parallèle, le groupe EDF poursuit activement son développement dans les énergies renouvelables (avec un objectif de multiplier par deux la puissance installée du parc ENR et hydraulique du Groupe de 28 GW en 2014 à 50 GW en 2030) et dans le Nouveau Nucléaire.

S'agissant des énergies renouvelables, les nouveaux moyens développés seront pour l'essentiel l'éolien terrestre et maritime, le solaire photovoltaïque et l'hydraulique. Hors de France, le développement de ces actifs est conduit en cohérence avec la stratégie internationale du groupe EDF.

1.3.3.4 Développement international

Face aux enjeux démographiques, d'urbanisation et de pollution atmosphérique, de nombreux pays sont en quête de solutions pour changer la donne. Présent sur tous les continents, EDF accompagne ce mouvement de transition énergétique en exportant son savoir-faire dans le nucléaire, les énergies renouvelables et les services énergétiques.

Le groupe EDF veut être un acteur clé du paysage énergétique en France et dans ses pays cœurs en Europe (Royaume-Uni, Italie, Belgique) en participant à la sécurité énergétique, au renforcement de la compétitivité économique et à la décarbonation de l'économie européenne, en cohérence avec les politiques publiques.

Le Groupe se développe également hors d'Europe avec une approche ciblée au plan géographique et oriente ses choix d'investissements en privilégiant les projets de production bas carbone, notamment hydrauliques, éoliens et solaires, ainsi que les activités de services énergétiques et d'ingénierie. Elle développe les capacités de stockage et des projets de production gaz dans les territoires où ils constituent un élément essentiel de leur transition énergétique, et dans le respect des engagements en matière de baisse d'émissions CO_2 du Groupe.

1.3.3.5 Transformation

Santé et sécurité, numérique et nouveaux modes de travail, responsabilité et simplification, compétences, modèle de reconnaissance sont les cinq leviers majeurs de la transformation du Groupe.

Le Groupe fait évoluer ses pratiques managériales à travers la responsabilisation des équipes et la simplification de ses organisations et de ses modes de fonctionnement, comme l'illustrent de nombreux exemples concrets depuis 2016 (introduction du forfait-jours pour les cadres, dynamisation des parcours professionnels et promotion

de la mobilité interne et des formations promotionnelles, rationalisation et simplification des politiques du Groupe, etc.) et d'autres exemples plus récents, comme la signature électronique des marchés et la simplification du *reporting* financier et non-financier. En 2018, EDF a également signé un nouvel accord mondial de responsabilité sociétale (« accord RSE ») qui portait des avancées en faveur de la diversité ainsi qu'au bénéfice des salariés du Groupe. En 2019, c'est un nouveau schéma de dialogue social qui a été repensé, simplifié et mis en place, en conformité avec le nouveau cadre légal (voir section 3.3.3.1.7 « Un dialogue social rénové »).

Par ailleurs, la promotion de l'innovation, basée notamment sur des expérimentations (« labs » et plateformes de co-construction avec les clients) et sur un dispositif d'open innovation, contribue à cette transformation. La création fin 2017 de l'incubateur et *corporate venture* EDF Pulse Croissance, en charge des « nouveaux business », a complété la palette d'outils dont EDF se dote progressivement pour relever les défis dans ce domaine. Elle utilise les leviers de l'incubation, de l'investissement dans des *start-ups* externes (*via* le fonds Electranova) ou encore de partenariats technologiques (voir section 1.4.6.1.3 « EDF Pulse Croissance »).

La transformation numérique concerne les salariés et les modes de fonctionnement internes, ainsi que la relation clients, la gestion et la conception des actifs industriels. La création fin 2016 d'une Direction de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle, qui regroupe les activités du Groupe en matière de systèmes d'information, d'achats, d'immobilier et de services partagés, traduit la volonté du Groupe d'accélérer dans ce domaine. Le groupe EDF a, depuis plusieurs années, porté l'enjeu de transformation numérique à un niveau stratégique et revu en profondeur organisation et formation internes. L'année 2019 a vu notamment la création d'une académie interne dédiée aux nouveaux métiers du numérique.

Sur le champ de la donnée, en 2018, le Groupe s'est doté d'une politique de gestion de la donnée et a mis en place une usine *data analytics* pour la production électrique nucléaire, thermique et renouvelable, avec la mise en commun de compétences. En 2019, cette usine a élargi son périmètre et une deuxième usine a vu le jour pour les données tertiaires (immobilier, achat…).

La recherche de performance a toujours été une priorité pour le groupe EDF. Le contexte économique et financier actuel accroît encore cette exigence. Le Groupe renforce ainsi la maîtrise de ses coûts pour les adapter à son environnement. L'approche est différenciée selon les périmètres considérés (fonctions transverses, entités opérationnelles, etc.) et plusieurs chantiers ont déjà produit des résultats sur le plan de la réduction des charges opérationnelles, de l'optimisation du besoin en fonds de roulement et de l'amélioration du pilotage (pilotage par le cash, communauté pilotage de projet, pilotage de la cybersécurité), avec l'ambition de renforcer la compétitivité des activités supports et de donner aux métiers des leviers de performance.

« Parlons Énergies », la démarche d'intelligence collective au service de la transformation, initiée au premier semestre 2018 pour mobiliser l'intelligence des salariés d'EDF dans la construction des perspectives à moyen et long terme du Groupe, a été poursuivie en 2019 dans le contexte de publication du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 3.3.1.2.5 « Dialogue et concertation autour des projets »).

Enfin dans le domaine du nucléaire, l'année 2019 est également marquée par le lancement en fin d'année du plan « excell » visant à renforcer la qualité industrielle, les compétences ainsi que la gouvernance des grands projets nucléaires (voir section 1.4.1.2.4).

1.3.3.6 La Recherche & Développement en accompagnement de la transition énergétique

Le rôle à jouer par la Recherche & Développement (R&D) est crucial pour développer des solutions bas carbone, tout en renforçant une exploitation sûre et économiquement performante des installations existantes et futures (voir section 1.6 « Recherche et développement, brevets et licences »).

1.3.3.7 Les conditions de succès de CAP 2030

CAP 2030 permet au Groupe de développer un portefeuille d'actifs centré sur l'énergie décarbonée, renouvelable et nucléaire, les services pour les clients et les solutions énergétiques décentralisées.

Les facteurs clés de la réussite de CAP 2030 sont :

- l'enrichissement de la gamme d'offres et l'exemplarité dans la relation client ;
- la maîtrise des grands projets, notamment les nouveaux modèles de réacteurs nucléaires, le programme du « Grand carénage » ou encore le développement du Nouveau Nucléaire ;
- la sélectivité des investissements dans les projets ;
- la maîtrise des coûts ;
- la transformation des modes de fonctionnement du Groupe et la mobilisation de tous.

Dans ce cadre, la mise en œuvre du plan de performance du Groupe annoncé le 22 avril 2016 a permis d'atteindre les objectifs suivants :

- réduction des charges opérationnelles [(1)] de 1,24 milliard d'euros de 2015 à 2019 pour un objectif d'économies sur cette période de 1,1 milliard d'euros ;
- plan de cession d'actifs d'environ 10 milliards d'euros entre 2015 et 2020, réalisé dès 2018 ;
- renforcement du bilan *via* une augmentation de capital pour un montant total de 4,0 milliards d'euros et *via* l'option de paiement en titres du dividende au titre des exercices 2015-2016-2017, retenue notamment par l'État (5 milliards d'euros cumulés).

Le Groupe poursuit son programme d'investissements conformément à sa stratégie CAP 2030 (voir section 1.3.4 « Politique d'investissement »).

Par ailleurs, le Groupe continue de travailler sur ses modes de fonctionnement, au travers de son programme de transformation « responsabilisation, simplification, et innovation/numérique » :

- structuration de l'activité du Groupe en 20 *business units*, et refonte des indicateurs de pilotage ;
- professionnalisation des pilotes de projet, avec la mise en place d'une certification externe ;
- simplification de certains processus : achats, formation, *reporting*, etc. ;
- développement de l'innovation, grâce à la création de nouveaux services en mode *start-up* appuyés par la Direction EDF Pulse Croissance et financés *via* EDF Pulse Croissance Holding (voir section 1.4.6.1.3 « EDF Pulse Croissance »), au soutien à l'innovation participative avec plus de 30 lieux d'innovation dans tout le Groupe et au dispositif de prix EDF Pulse internes et externes ;
- déploiement d'une stratégie numérique : transformation culturelle avec la nouvelle saison du « projet Y » (30 jeunes participants), usage croissant des outils collaboratifs, et structuration pour valoriser les données au service des clients, mais aussi pour optimiser les coûts de maintenance et d'exploitation.

1.3.4 Politique d'investissement

1.3.4.1 Investissements en 2019

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 16,7 milliards d'euros en 2019, contre 16,2 milliards d'euros en 2018.

Les investissements nets totaux hors plan de cessions ont été de 13,9 milliards d'euros en 2019. Ces derniers comprennent Linky (porté par Enedis) pour 0,8 milliard d'euros et HPC pour 1,8 milliard d'euros. Hors Linky et HPC, les principaux postes d'investissements nets, hors cessions stratégiques, sont ceux effectués dans la maintenance nucléaire (principalement « Grand carénage ») pour 4,3 milliards d'euros, le projet Flamanville 3 pour 0,8 milliard d'euros, les activités régulées France et insulaires (hors Linky) pour 3,6 milliards d'euros et les services pour 0,3 milliard d'euros. Enfin dans les énergies renouvelables, les investissements nets s'élèvent à 0,4 milliard d'euros, soit un montant limité en raison de la cession de 50 % du parc écossais NnG qui entame une déconsolidation de la dette associée et réduit ainsi facialement le montant des investissements nets.

Quant aux cessions d'actifs, elles ont représenté 0,5 milliard d'euros sur l'année 2019. Le plan de cession du Groupe a atteint l'objectif de 10 milliards d'euros fin 2018 et a été prolongé sur 2019 et 2020 avec un objectif supplémentaire de 2 à 3 milliards d'euros.

(1) À périmètre, taux de change et hypothèse de taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

1.3.4.2 Programme d'investissements

À court et moyen terme, le Groupe a pour objectifs :

- de livrer de grands projets industriels, comme l'EPR de Flamanville 3 en France, ainsi que les compteurs communicants en France (Linky, porté par Enedis) représentant des investissements respectifs de 12,4 milliards d'euros [1] et de près de 4 milliards d'euros [2] (voir les sections respectives 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 » et 1.4.4.2.4 « Enjeux futurs ») ;
- de poursuivre ses investissements dans le Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni afin de livrer le projet Hinkley Point C pour un coût à terminaison du projet estimé entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling$_{2015}$ [3] pour 100 % du projet (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Division Nouveau Nucléaire »). Le Groupe poursuit également ses études sur le projet Sizewell C ;
- de poursuivre son plan industriel « Grand carénage » dans le nucléaire en France pour un montant d'investissements d'environ 45 milliards d'euros$_{2013}$ sur la période 2014-2025 (voir la section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques ») ;
- d'accélérer ses investissements dans les énergies renouvelables tant en France qu'à l'international, en allouant en moyenne plus de 2 milliards d'euros bruts par an au renouvelable sur la période 2017-2020 et en développant les capacités installées solaires ; ainsi, le Groupe a annoncé le lancement le 11 décembre 2017 du Plan Solaire, dont le financement sera majoritairement assuré par le biais de partenariats ;
- de poursuivre la rotation des actifs d'Edison, engagée avec d'une part la cession de son siège social à Milan, la cession d'un portefeuille d'actifs gaziers en 2017 et le projet de cession (en cours) de son activité E&P, et d'autre part, l'acquisition en 2018 du portefeuille de clients de Gas Natural (GNVI) et de la société de services Zephyro ainsi que le lancement annoncé en 2019 de deux nouveaux projets de CCGT en Italie ;
- de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage électrique dans le monde d'ici à 2035, en plus des 5 GW déjà exploités par le Groupe, avec l'annonce le 27 mars 2018 du Plan Stockage Électrique. EDF renforce également sa capacité de Recherche et Développement et d'innovation dans le domaine afin d'accompagner le développement rapide des technologies de stockage ;
- de devenir l'énergéticien leader de la mobilité électrique dès 2022 sur quatre grands marchés européens (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique) avec le lancement le 10 octobre 2018 du Plan Mobilité Électrique, qui repose sur un écosystème d'acteurs innovants au travers de partenariats stratégiques.

En ce qui concerne les projets ci-dessus de Flamanville 3, Linky, Hinkley Point C et « Grand carénage », ainsi que les investissements dans les énergies renouvelables, les engagements fermes pris par le Groupe sur des acquisitions d'actifs corporels et incorporels sont mentionnés en note 49.1 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2019.

Enfin, dans le cadre de sa stratégie CAP 2030, le Groupe ciblera de façon sélective et en cohérence avec sa politique et ses contraintes financières, d'autres projets de développement que ceux déjà engagés notamment projet EPR 2, projets du Nouveau Nucléaire britannique, nouveaux projets dans les énergies renouvelables et prises de participation à l'international.

Compte tenu de ses contraintes financières, le Groupe recourt, dans la mesure du possible, à des partenariats pour financer ses nouveaux projets.

1.4 Description des activités du Groupe

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production nucléaire, renouvelable et fossile, le transport (activité portée par RTE [4], participation mise en équivalence), la distribution (activité portée par Enedis) [5], la commercialisation, les services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie, ainsi que le négoce d'énergie. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et bénéficie de positions fortes en Europe (notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique) qui en font l'un des électriciens leader dans le monde et un acteur gazier reconnu. Il est également présent dans la conception et la fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires, ainsi que dans les services associés (activité portée par Framatome).

Avec une puissance installée de 122,3 GWe [6] dans le monde au 31 décembre 2019 pour une production mondiale de 557,6 TWh, le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde et, parmi les dix plus grands énergéticiens de la planète, du parc le moins émetteur de CO_2 par kilowattheure produit [7] grâce à la part du nucléaire, de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables dans son mix de production.

Le groupe EDF participe à la fourniture d'énergies et de services à 38,9 millions de sites client [8] dans le monde (dont 28,8 millions en France) dont :

- 33,6 millions de clients [9] en électricité, dont 27,1 millions en France ;
- 5,3 millions de clients [10] en gaz, dont 1,7 million en France.

Le Groupe met ainsi en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production, achats d'énergies et de combustibles) et aval (ventes en gros, commercialisation) pour garantir la fourniture d'énergie à ses clients avec la meilleure maîtrise possible des risques liés aux aléas physiques et de marché, dans une optique de maximisation de la marge brute.

1.4.1 Activités de production d'électricité

En France continentale, les activités de production d'électricité sont partagées entre la Direction du Parc Nucléaire et Thermique et le pôle des Énergies Renouvelables. Outre ces deux directions, la Direction Ingénierie et Projet Nouveau Nucléaire est en charge des projets de développement des nouveaux moyens de production nucléaire du Groupe, en France comme à l'étranger. Ces trois directions disposent chacune de l'ensemble des compétences et des leviers de performance nécessaires pour exploiter le premier parc de production d'électricité européen et assurer son développement et sa pérennité, et apportent leurs compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe dans ces trois domaines.

(1) Coût de construction de Flamanville 3 en euros 2015, hors intérêts intercalaires. Les surcoûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise seront comptabilisés en charge (voir section 1.4.1.2.1).
(2) Les coûts à terminaison du programme ont été revus à la baisse, de 4,5 à 3,97 milliards d'euros sur la période 2014-2021, après prise en compte des prix des derniers marchés de matériels (compteurs concentrateurs) et de prestation de pose signés.
(3) Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro.
(4) RTE, gestionnaire du réseau de transport, géré en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(5) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(6) Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable, hors Cottam.
(7) Source : comparaison basée sur les données publiées par ces dix groupes.
(8) Les clients sont décomptés à partir de 2018 par site ; un client peut avoir 2 points de livraison : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.
(9) Le nombre de sites électricité à fin 2018 était de 34,7 millions, dont 28,2 en France (EDF en France continentale, hors ÉS).
(10) Le nombre de sites gaz à fin 2018 était de 5,1 millions, dont 1,5 en France (EDF en France continentale hors ÉS).

Atouts du parc de production

Le parc de production du Groupe possède des atouts significatifs :

- un mix de production compétitif, avec de faibles coûts variables de production [1] ;
- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille aval d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant à chaque instant la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas : l'hydraulique au fil de l'eau est utilisée en production de base ; le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi-base ; l'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) complétée par des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage [2] et le parc thermique sont sollicités en production de semi-base et de pointe ;
- un parc nucléaire standardisé et important dont EDF assure la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à améliorer les performances techniques de ses centrales et à en étendre la durée de fonctionnement ;
- un parc produisant à 90 % sans émission de CO_2 grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ;
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

Composition et caractéristiques du parc installé

Parc d'EDF en France continentale

Avec une puissance installée totale de 88,8 GW en France continentale [3] au 31 décembre 2019, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 7,6 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe [4] (soit les 35 zones membres d'ENTSO-E – *European Network Transmission System Operators for Electricity* – qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne).

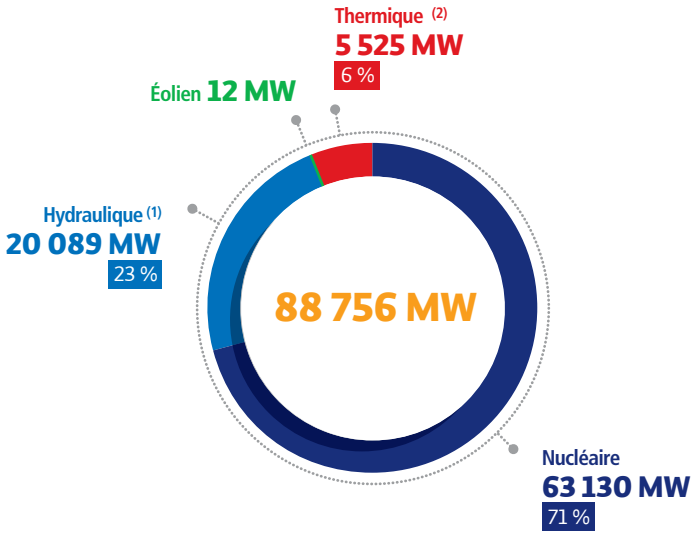
En 2019, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 422,7 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 429 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2019 de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP – une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur, leurs auxiliaires ainsi que les bâtiments pour accueillir l'ensemble). Ces tranches, de puissances électriques variables allant de 900 MW à 1 500 MW, sont réparties sur 19 sites et ont une moyenne d'âge de 34 ans (voir section 1.4.1.1 « Production nucléaire d'électricité en France ») ;
- 20 tranches thermiques en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 21 ans (voir section 1.4.1.4 « Production thermique en France continentale ») ;
- 432 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 75 ans [5] (voir section 1.4.1.5.1 « Production hydraulique en France ») ; et
- d'autres centrales hydrauliques détenues par des filiales du Groupe : groupe SHEMA (100 %) et CERGA (détenue à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW) qui représentent un total d'environ 142 MW de capacité installée en 2019.

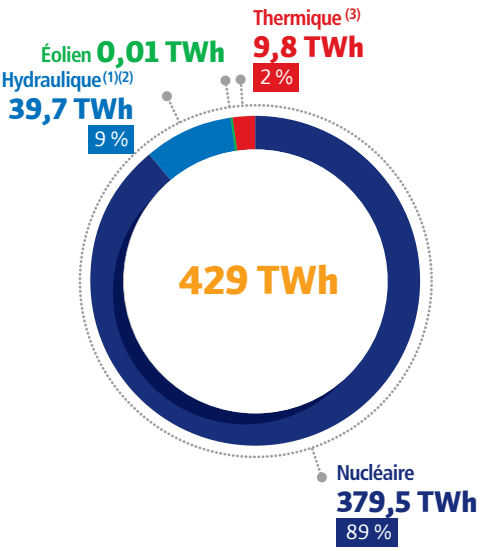
Capacité installée et production en France continentale

Capacité installée
en MW



Exprimé en mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.
(1) Hors Corse et outre-mer, soit 439 MW en 2019, y compris capacités marémotrices de 240 MW.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1621 MW en 2019.

Production d'électricité
en TWh



(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,2 TWh en 2019.
(2) Production pompage compris : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des STEP s'élève à 6,3 TWh en 2019, ce qui conduit à une production hydraulique nette de 33,4 TWh, et comprenant la production marémotrice de la Rance 0,5 TWh.
(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,6 TWh en 2019.
NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

(1) Les coûts variables de production correspondent à l'ensemble des coûts qui varient directement avec la quantité d'énergie produite. Pour la production d'électricité, les coûts variables sont essentiellement constitués par le combustible.
(2) EDF exploite 5 GW de STEP en France et son ingénierie est référencée à hauteur de 30 GW à l'international (ex : Israël, Chili).
(3) EDF hors Corse et Outre-mer.
(4) Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2018, les statistiques de l'année n'étant disponibles qu'au 30 avril de l'année suivante.
(5) Moyenne arithmétique.

Autres zones géographiques et filiales

À fin 2019, le Groupe dispose également d'une capacité installée de production électrique de 33,5 GW (pour une production d'électricité qui s'est établie en 2019 à 129 TWh) :

- *via* EDF Renouvelables (voir section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables »), avec une capacité installée consolidée de 6 GW et une production d'environ 15 TWh ;
- *via* les Systèmes Énergétiques Insulaires d'Outre-mer et PEI avec une capacité installée de 2,1 GW et une production d'environ 6 TWh en 2019 (voir section 1.4.4.3 « Systèmes Énergétiques Insulaires ») ;
- *via* EDF Energy au Royaume-Uni avec une capacité installée de 12,2 GW [(1)]et 60 TWh produits en 2019 (voir section 1.4.5.1 « Royaume-Uni ») ;
- *via* Edison avec une capacité installée consolidée en électricité de 7 GW et 22 TWh produits en 2019 [(2)] (voir section 1.4.5.2 « Italie ») ;
- dans le reste du monde avec une capacité installée consolidée de 4 GW et une production de 22 TWh (voir section 1.4.5.3 « Autre international ») ;
- *via* la contribution de Dalkia (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »), hors production de chaleur, avec une capacité installée en électricité de 2,2 GW et une production électrique de 4 TWh en 2019.

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité en France

La production d'électricité réalisée en France par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2019 constitue 89,8 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation liée au pompage hydraulique.

1.4.1.1.1 Le parc nucléaire d'EDF en France

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW, composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) d'un âge moyen de 38 ans ;
- le palier 1300 MW, composé de 20 tranches d'environ 1300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 31 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 19 ans, composé de 4 tranches d'environ 1 500 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW).

soit un ensemble de 58 tranches, réparties sur 19 sites, propriétés d'EDF, et constituant une puissance totale autorisée de 63 130 MW au 31 décembre 2019. Avec un âge moyen d'environ 34 ans, le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (VD) des tranches à fin 2019 sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Fessenheim 1	1978	2009	Sans objet	Gravelines 6	1985	2018	VD4
Fessenheim 2	1978	2011	Sans objet	Cruas 3	1984	2014	VD4
Bugey 2	1979	2010	VD4	Cruas 4	1985	2016	VD4
Bugey 3	1979	2013	VD4	Chinon B3	1987	2009	VD3
Bugey 4	1979	2011	VD4	Chinon B4	1988	2010	VD3
Bugey 5	1980	2011	VD4	Paluel 1	1985	2016	VD4
Dampierre 1	1980	2011	VD4	Paluel 2	1985	2018	VD4
Gravelines 1	1980	2011	VD4	Paluel 3	1986	2017	VD4
Gravelines 2	1980	2013	VD4	Paluel 4	1986	2019	VD4
Tricastin 1	1980	2019	VD5	Saint-Alban 1	1986	2017	VD4
Tricastin 2	1980	2011	VD4	Flamanville 1	1986	2018	VD4
Dampierre 2	1981	2012	VD4	Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
Dampierre 3	1981	2013	VD4	Flamanville 2	1987	2008	VD3
Dampierre 4	1981	2014	VD4	Cattenom 1	1987	2016	VD4
Tricastin 3	1981	2012	VD4	Cattenom 2	1988	2018	VD4
Tricastin 4	1981	2014	VD4	Nogent 1	1988	2019	VD4
Gravelines 3	1981	2012	VD4	Belleville 1	1988	2010	VD3
Gravelines 4	1981	2014	VD4	Belleville 2	1989	2019	VD4
Blayais 1	1981	2012	VD4	Nogent 2	1989	2010	VD3
Blayais 2	1983	2013	VD4	Penly 1	1990	2011	VD3
Blayais 3	1983	2015	VD4	Cattenom 3	1991	2011	VD3
Blayais 4	1983	2015	VD4	Golfech 1	1991	2012	VD3
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Saint-Laurent 2	1983	2013	VD4	Penly 2	1992	2014	VD3
Chinon B1	1984	2013	VD4	Golfech 2	1994	2014	VD3
Cruas 1	1984	2015	VD4	Chooz B1	2000	2010	VD2
Chinon B2	1984	2016	VD4	Chooz B2	2000	2019	VD3
Cruas 2	1984	2018	VD4	Civaux 1	2002	2011	VD2
Gravelines 5	1985	2017	VD4	Civaux 2	2002	2012	VD2

Il convient de noter en 2019 le succès de la VD4 de la tranche de Tricastin 1 (*cf.* section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »), qui a été découplée le 1er juin 2019, et qui a divergé à l'issue de sa visite décennale le 19 décembre 2019 ainsi que celui de la VD2 de la tranche de Chooz B2, qui a été découplée le 15 mars 2019, et qui a été recouplée à l'issue de sa visite décennale le 6 août 2019.

(1) Hors Cottam
(2) Ces montants intègrent les capacités et productions hors marché italien.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont en cours de déconstruction (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »).

Contrats d'allocation de production

EDF a développé, dans les années 1970-1980, une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF.

EDF compte dans son parc 12 tranches de production en participation (à hauteur de 1,5 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg [1] (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel [2] (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production est de mettre à disposition des partenaires – en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction – la part de l'énergie produite leur revenant effectivement en fonction de la part de la puissance qui leur est réservée. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc et assument les risques sur la performance liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production adossé à un parc de centrales (pour un total de l'ordre de 2 GW) pour lesquels EDF met à la disposition des partenaires une énergie définie par le niveau de la disponibilité de tout ou partie d'un parc de référence, appliqué à la part de puissance réservée aux partenaires sur les tranches concernées. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,7 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

1.4.1.1.2 Exploitation du parc nucléaire et performances techniques

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation [3]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ».

Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production et arrêts programmés

Afin de concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France, du fait de sa forte thermosensibilité, à la disponibilité des ressources de maintenance et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2019, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1300 MW et 4 tranches du palier N4 (1450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin de ces cycles de production ont lieu des périodes d'arrêt, permettant de remplacer une fraction du combustible chargé en cœur et de réaliser les travaux de maintenance.

Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement, d'une durée normative d'environ 35 jours, durant lequel la principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf ; certains tests et quelques opérations de maintenance sont réalisés sur ce type d'arrêt ;
- la visite partielle, consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance, et dont la durée normative [4] est de l'ordre de 70 jours.

Tous les dix ans, la centrale est arrêtée pour une durée de l'ordre de 150 jours [5] en moyenne afin d'effectuer une visite décennale. Cette durée varie en fonction du programme de travaux et de maintenance, ainsi que du palier concerné. Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- une épreuve hydraulique du circuit primaire, une épreuve d'étanchéité de l'enceinte, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications, liés aux réévaluations décennales de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement des gros composants.

À l'issue de chaque visite décennale, il revient à l'ASN de donner son accord sur le redémarrage du réacteur et d'émettre des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base, juste après l'hydraulique au fil de l'eau et les autres énergies renouvelables fatales, ainsi que l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. Les variations de la consommation durant une année (été/hiver, jour/nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros en raison d'interconnexions limitées aux frontières conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalité de la consommation en France et sa variabilité importante en hiver imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre.

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 379,5 TWh en 2019, un volume en baisse de 13,7 TWh par rapport à celui de 2018.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français (qui se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année), encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd × Ku) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible [6] rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Le Kd est fonction de la durée des arrêts et est par conséquent impacté par les durées normatives et les programmes de travaux à réaliser ;
- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales, réglementaires et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

(1) Groupe Axpo.
(2) Groupe Engie.
(3) Les coûts d'exploitation se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent ni les investissements liés à la construction, ni les charges de déconstruction.
(4) Les durées normatives constituent des durées de référence optimisées et réalistes par type d'arrêt. Elles intègrent le retour d'expérience des arrêts passés. Les durées programmées des arrêts varient autour de ces durées de référence en fonction du programme de travaux à réaliser.
(5) Durée "normale" excluant les cas particuliers ou extrêmes.
(6) L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

Le coefficient Kp, de 68,6 % en 2019, est légèrement en baisse par rapport à celui de 2018 (71,1 %). C'est la résultante d'un Kd de 74,0 %, en baisse par rapport à 2018 (76,5 %) et d'un Ku de 92,7 %, relativement stable par rapport à celui de 2018 (92,8 %).

En 2019, les performances de production ont été affectées par des avaries exceptionnelles et des aléas dimensionnants (pour environ 12 TWh), par des prolongations d'arrêt plus importantes que prévues (pour environ 12 TWh) et par des contraintes environnementales (pour environ 4 TWh dont le séisme du Teil pour 2,3 TWh). Les prolongations d'arrêt observées en 2019 trouvent leurs origines dans des proportions équivalentes, dans des non-qualités de maintenance et d'exploitation, dans des avaries techniques et dans des défauts de maîtrise des projets. Les pertes de performance liées aux indisponibilités fortuites (taux de 3,95 % en 2019 contre 3,7 % en 2018) ont légèrement augmenté en 2019 du fait de plusieurs avaries exceptionnelles. Sans celles-ci, le taux d'indisponibilité fortuite aurait été de 2,1 %. Ces résultats ne remettent pas en cause la stratégie de maintenance volontariste mise en œuvre depuis 2007 au niveau de la rénovation et du remplacement des gros composants, qui globalement a permis de baisser de 30 % le taux d'indisponibilité fortuite depuis 2009.

Les principaux aléas techniques qui ont impacté la production en 2019 sont :

- deux avaries techniques sur les rotors alternateur de Dampierre 4 et Chinon 2 ont généré des arrêts fortuits de longues durées ;
- les turbo-pompes alimentaire « TPA » du circuit secondaire de l'installation ont connu plusieurs aléas au cours de la campagne d'arrêts mais aussi lors du fonctionnement en cours de ce cycle de production. Les avaries sur Saint-Alban 1 et Flamanville 1 ont généré des pertes de production significatives ;
- les diesels de secours ont généré des impacts multiples sur le programme de production de l'année 2019 avec des remises en conformité lourdes et longues en cours d'arrêt (Penly 2 et Flamanville 2) ou en cours de cycle de production (Flamanville 1) mais aussi des avaries ayant conduit au remplacement complet du diesel comme sur Dampierre 1 ou Paluel 4 (durant leur visite décennale).

La production 2019 n'a pas été impactée par l'instruction des écarts qualité détectés dans certains dossiers de suivi de fabrication de pièces forgées (problématique dite des dossiers « barrés » et « non barrés ») dans l'usine Creusot Forges de Framatome.

Framatome a mis en évidence à l'été 2019 le non-respect de plages de températures lors de l'application de certains traitements thermiques de détensionnement (TTD) locaux réalisés sur des joints de générateurs de vapeur et de pressuriseurs (cf. section 1.4.1.3.2 Activités de Framatome). A la suite de cet écart déclaré à l'ASN, EDF a déterminé la liste des matériels concernés: 16 générateurs de vapeur (GV) installés sur 6 réacteurs nucléaires en exploitation (Blayais, Bugey, Fessenheim, Dampierre, Paluel). Sont aussi concernés les GV et le pressuriseur de l'EPR de Flamanville 3 ainsi que 6 GV destinés à remplacer ceux de deux réacteurs de Gravelines. EDF et Framatome ont transmis à l'ASN des justifications montrant que l'intégrité des équipements n'était pas remise en cause. Sur la base de ces éléments et après analyse, l'ASN a estimé que « les réacteurs concernés peuvent continuer à fonctionner en l'état ». L'instruction technique de ce dossier se poursuit en lien avec l'ASN.

Par ailleurs, EDF a poursuivi sa démarche de structuration pour garantir la maîtrise de la conformité matérielle de ses installations nucléaires. EDF a ainsi présenté à l'ASN un plan d'actions permettant de prioriser et d'organiser le traitement des écarts de conformité en tenant compte des enjeux de sûreté. Sa mise en œuvre mobilise l'ensemble des CNPE et des unités d'ingénieries nationales.

Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc nucléaire existant significativement au-delà de 40 ans, dans les meilleures conditions de sûreté nucléaire (en intégrant notamment les modifications post-Fukushima), de sécurité et de protection de l'environnement, ce qui nécessite de poursuivre la réalisation de volumes de travaux de maintenance importants sur la période 2014-2025. Le programme « Grand carénage » a été mis en place afin que le Groupe soit en capacité d'intégrer, avec ses partenaires industriels, l'important volume de travaux sur le parc.

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement. Le montant total d'investissements autorisé s'établit au maximum à 55 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 60 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement [(1)].

Le montant du programme recouvre à la fois, sur le parc nucléaire existant, les investissements de maintenance courante et ceux nécessaires à l'extension de la durée de vie (remplacement des générateurs de vapeur, VD4 900, VD3 1300).

Les travaux d'optimisation conduits depuis (réduction et reports) ont permis de réviser à la baisse l'enveloppe initiale du programme à environ 45 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 48 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025. Cette révision a été obtenue pour l'essentiel grâce aux efforts permanents d'optimisation des solutions techniques retenues et des stratégies de remplacements de composants, et à la plus grande finesse de leur déploiement intégrant les capacités du tissu industriel, ce qui a permis le report de certaines dépenses. Il a également été tenu compte d'une date de fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim (en 2020 dans la dernière prévision).

Dans cette logique industrielle, la réduction des coûts est d'environ 6 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 7,5 milliards d'euros courants) et le report au-delà de 2025 d'environ 3,8 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 4,7 milliards d'euros courants) soit un total de près de 10 milliards d'euros$_{2013}$ (ou 12 milliards d'euros courants) par rapport à l'estimation initiale.

La contribution des reports à cette révision globale a ainsi été légèrement révisée à la hausse en 2018 par rapport à 2017. En effet, si des gains supplémentaires ont été identifiés concernant les visites décennales et le déploiement du retour d'expérience de Fukushima (pour un total de 6,2 milliards d'euros$_{2013}$ ou 7,2 milliards d'euros courants), les remplacements de générateurs de vapeur et de gros composants (pour un total de 4 milliards d'euros$_{2013}$ ou 4,6 milliards d'euros courants) et les autres projets d'ingénierie (pour un total de 1,8 milliard d'euros$_{2013}$ ou 2,1 milliards d'euros courants), ils ont été compensés par une augmentation de l'ordre de 2 milliards d'euros courants, à compter de 2019, des investissements de maintenance courante, essentiellement du fait d'une meilleure identification des dépenses de contrôles périodiques devant faire l'objet d'une comptabilisation en investissements.

Pour mener à bien le programme, une entité distincte « Grand carénage » a été créée. Le commanditaire du programme est le Directeur de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT), qui valide le périmètre du programme actuellement décomposé en 20 projets, ainsi que les conséquences financières. La maîtrise d'ouvrage du programme est assurée par la Division Production Nucléaire qui définit le contenu des activités. La maîtrise d'œuvre est assurée par le Directeur du programme assisté des responsables de projets, sur toute la vie du projet sur tous les champs : délais de réalisation, qualité, conséquence financière. Le Conseil d'administration examine les principaux investissements par grande catégorie de projets dont les principales caractéristiques lui sont présentées ; il approuve les contrats ou marchés qui dépassent un montant prédéfini ; enfin, il procède à l'examen annuel de l'exécution du programme, à partir d'indicateurs donnant la mesure de son état d'avancement physique et financier, le reste à faire et les coûts à terminaison.

Ce programme industriel est déployé progressivement, dans le respect des objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, des programmations pluriannuelles de l'énergie, des avis et prescriptions de l'ASN ainsi que des procédures d'autorisation prévues pour un fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »).

Au sein de ce programme, les projets de rénovation ou de remplacement des gros composants des centrales comme les alternateurs, les transformateurs ou les générateurs de vapeur se poursuivront.

À fin 2019 :

- le programme de rénovation des stators d'alternateurs s'est achevé sur l'intégralité des 49 tranches à rénover ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit. 138 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés, soit 79 % du programme ;

(1) Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et incluaient, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des comptes dans son rapport. En effet, dans le chiffrage global, tel que présenté par la Cour des comptes, proche de 100 milliards d'euros pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 milliards d'euros, et celles d'exploitation estimées à 25,16 milliards d'euros$_{2013}$. Au sein des 74,73 milliards d'euros$_{2013}$ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros$_{2013}$ sont dédiés à la période 2014-2025, ce qui permet de relier les deux chiffrages établis par le groupe EDF et la Cour des comptes.

- 28 tranches du palier 900 MW sur un total de 34 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur.

Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025 à l'occasion notamment des troisièmes puis, le cas échéant, des quatrièmes visites décennales des tranches 1300 MW, des quatrièmes visites décennales des tranches 900 MW et des deuxièmes puis troisièmes visites décennales des tranches N4. Ce programme est l'occasion d'intégrer les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima, ainsi que les modifications permettant la prolongation du fonctionnement des installations significativement au-delà de 40 ans, en cohérence avec la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir sections 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » et 1.5.1.2 « Service public en France »).

1.4.1.1.3 Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection

Le respect de l'environnement

EDF appuie sa démarche environnementale sur un système de management environnemental certifié ISO 14001 (SME) (voir section 3.1.2.4.2 « Le système de management de l'environnement »), initiée en 2002 sur quelques sites puis étendue à l'ensemble des unités de production nucléaire.

Concernant la gestion des déchets, l'évacuation des déchets de Très Faible Activité (TFA) s'effectue depuis 2004 vers le centre de stockage de Morvilliers dans l'Aube (CIRES). Pour les déchets d'exploitation de Faible et Moyenne Activité (déchets FMA) qui disposent du centre de stockage de Soulaines dans l'Aube (CSA), EDF poursuit ses actions afin de réduire leur volume et d'optimiser leur conditionnement et s'appuie pour cela sur l'usine Centraco (Cyclife France, filiale du groupe EDF).

Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » et 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires ».

Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire et, dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, etc.), réaffirme la priorité absolue que représente la protection de la santé de l'homme et de l'environnement notamment par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au titre de la sûreté nucléaire. Par ailleurs, la loi du 13 juin 2006 codifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire ») garantit à tout individu l'accès à l'information en ce qui concerne notamment les mesures de sûreté nucléaire prises par l'exploitant, et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques et inconvénients qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques par le biais de la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit environ 2 030 années-réacteurs, somme arithmétique des années d'exploitation de l'ensemble des réacteurs à eau pressurisée d'EDF) ;
- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe pour anticiper la résolution de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences ; dans ce but, chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur utilisé pour former et entraîner à tout type de situation.

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes.

- EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. À titre d'exemple, EDF réalise tous les trois à quatre ans pour chaque unité nucléaire des évaluations globales d'excellence qui se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, effectue des audits qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la Direction de l'entreprise des actions de progrès. Les efforts déployés par EDF, notamment pour améliorer la performance humaine, ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur (nombre divisé par quatre en 16 ans à fin 2018). En 2019, ils se sont toutefois élevés à 31 sur l'ensemble du parc.
- Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'ASN :
  - à l'échelon national, les contrôles sont de deux ordres :
    - des inspections programmées ou inopinées, menées par l'ASN (environ 400 en 2019 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF) ;
    - un processus de réexamen périodique (décennal) visant à renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts (environnement et santé de la population), en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires. Les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en contrôle le respect ; EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre après approbation de l'ASN (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France »). Le réexamen périodique constitue une étape essentielle de la poursuite du fonctionnement des centrales (voir sections 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » et 1.5.3.2 « Réglementation applicable aux installations nucléaires de base ») ;
  - à l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde ont lieu régulièrement :
    - les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) sont effectuées à la demande de l'État français et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En particulier, la première *Corporate* OSART d'EDF s'est tenue en 2014, et a conclu qu'EDF est totalement conforme aux standards définis par l'AIEA ; la *Follow Up Corporate OSART* a eu lieu fin 2016. En 2019, une OSART a eu lieu à Civaux ;
    - les visites internationales « revues de pairs » (*peer reviews*) menées par la WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales. Une *Corporate Peer Review* a eu lieu en 2017 visant à apprécier le mode de gouvernance et la relation entre le niveau central et les unités. À l'issue de cette *Corporate Peer Review*, WANO a identifié deux bonnes pratiques et a formulé quatre recommandations qui donnent lieu à un plan d'actions. En 2019, il y a eu 6 missions de *Follow Up* et 3 *peer reviews* (Nogent, Dampierre et Cruas).

Dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne pour chaque site nucléaire, élaboré par EDF ;
- du plan particulier d'intervention, élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité et donc une meilleure protection des populations, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation etc.) ou interne (incendie etc.). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices sont organisés pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la direction de l'ASN, et impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures. En 2019, 12 exercices d'ampleur nationale ont été organisés dont un a été décalé le 28 janvier 2020 à la demande du préfet. Par ailleurs, le dernier exercice d'ampleur nationale relatif à la protection physique des installations (crise sécuritaire) a eu lieu en 2017 (le prochain exercice aura lieu en 2020).

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande

difficulté. Ce dispositif, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey, et peut être projeté sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur six tranches d'un même site.

Événements significatifs dans le domaine de la sûreté

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO et audits OSART conduits par les experts de l'AIEA).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'ASN. Les événements sont classés sur une échelle à sept niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance appelée échelle INES [(1)]. Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont nommés « événements de niveau 0 ». Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) ou au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

La création d'un dispositif supplémentaire de gestion de crise, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), a également été retenue par l'ASN, à la suite d'évaluations complémentaires de sûreté réalisées par EDF après l'accident de Fukushima.

Résultats 2019

Comme en 2018, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer en France.

En 2019, la Direction du Parc Nucléaire et Thermique d'EDF en France a déclaré 738 événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 87 ESS de niveau 1 et 3 de niveau 2.

Dans l'ensemble, les résultats 2019 sont en hausse par rapport à ceux obtenus en 2018, avec un nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) en augmentation, à 12,72 ESS par réacteur, contre 10,05 en 2018, et un nombre moyen d'événements de niveau 1 par réacteur en légère augmentation, à 1,50 contre 1,27 en 2018.

Le nombre d'arrêts automatiques de réacteurs (AAR) atteint 0,53 AAR par réacteur (0,31 en 2018, 0,38 en 2017, 0,48 en 2016 et 0,66 en 2015).

Les résultats 2019 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et disponibles sur Internet.

Radioprotection

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2019, la dose collective moyenne est de 0,74 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 43 hommes-sieverts en 2019). La dosimétrie collective en 2019 est en hausse par rapport à 2018 (38,8 hommes-sieverts) du fait d'un volume d'activité plus important (la dosimétrie/temps passé en zone reste stable). EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective parallèlement à un volume de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation en augmentation.

EDF souhaite en outre continuer à diminuer les expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire, fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier. Ainsi, tout au long de l'année 2019 et sur 12 mois glissants, aucun intervenant (salariés d'EDF et des entreprises prestataires) n'a été exposé à une dose individuelle supérieure à 14 millisieverts.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

1.4.1.1.4 Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés

Le volume annuel moyen normatif de combustible nucléaire consommé par les réacteurs du parc EDF en France est d'environ 1 200 tonnes de combustibles (tonnes de métal lourd : uranium naturel enrichi, uranium de retraitement enrichi, plutonium), dont environ 1 080 tonnes de combustibles UNE (Uranium Naturel Enrichi), 110 tonnes de combustibles MO_X (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 10 tonnes de combustible URE (uranium de retraitement enrichi).

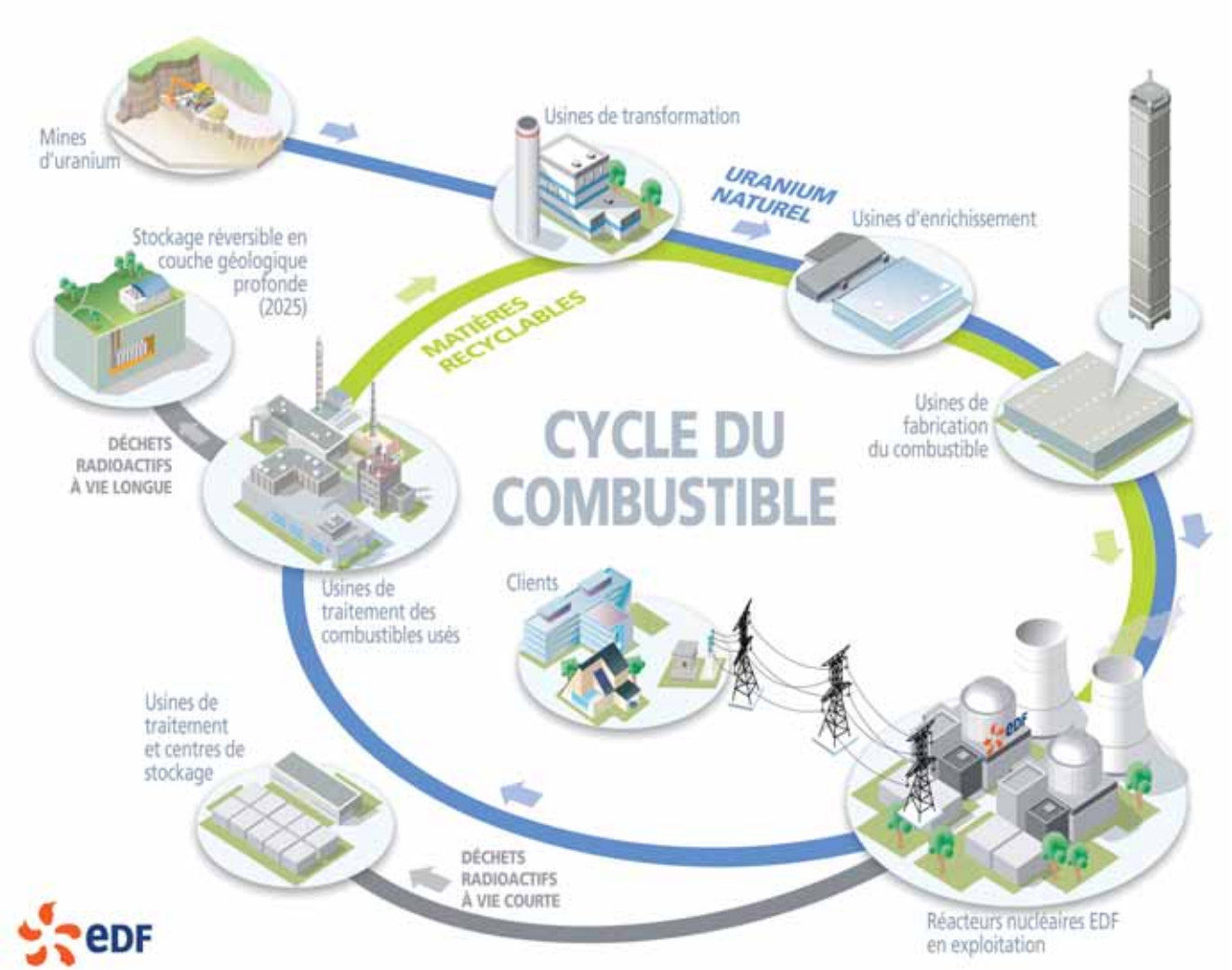
Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement ; le combustible séjourne de quatre à cinq ans dans le réacteur ;
- l'aval du cycle, pour le parc de réacteurs en France : l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage, tel que prévu dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U_3O_8), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, enrichissement et fabrication), et assure les opérations de cœur de cycle. EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

(1) International Nuclear Event Scale.

Étapes du cycle du combustible nucléaire en France



L'amont du cycle

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, à travers un portefeuille de contrats et par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin).

Orano constitue à ce titre un fournisseur important (voir section 2.2.4 « Performance opérationnelle – 4E Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles »).

Le cas échéant, le Groupe met en place une stratégie de couvertures du risque de change sur ses approvisionnements en uranium.

L'approvisionnement en uranium naturel

Les approvisionnements en uranium d'EDF sont assurés à long terme par des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, d'une durée pouvant atteindre 20 ans.

EDF a poursuivi cette année la sécurisation de ses approvisionnements à long terme auprès de plusieurs fournisseurs importants du marché.

Les formules d'indexation des contrats du portefeuille d'approvisionnement en uranium naturel comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché) et sont généralement limitées par des prix planchers et plafonds. De ce fait, les effets des variations des prix de marché de l'uranium naturel sur les coûts d'approvisionnement sont atténués.

Avec les industriels de la filière nucléaire réunis au sein de WNA (*World Nuclear Association*), qui rassemble en particulier les compagnies représentant l'essentiel de la production mondiale d'uranium, EDF est attentif à la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière afin de contribuer à une démarche globale de progrès dans ce secteur. Depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec WNA, constituant un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Des recommandations peuvent être émises ainsi qu'un plan d'amélioration si nécessaire.

Ces principes définis par WNA ont pour objectif de rendre durables les bonnes pratiques constatées sur le terrain et de les partager avec tous les acteurs de la filière ; ils reprennent notamment les principes définis par l'*International Council on Mining and Metals* pour l'extraction et l'exploitation durable de l'uranium [(1)]. Les contrats signés par EDF ont été progressivement complétés par des clauses listant les attentes d'EDF en matière de respect par le fournisseur et ses sous-traitants des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. Ils insistent notamment sur la transparence et la capacité d'EDF à venir auditer le fournisseur.

(1) Ces 10 principes concernent la préservation de la santé des travailleurs et des populations locales (sécurité et protection contre les rayonnements) ; la préservation de l'environnement (gestion des déchets et protection des ressources d'eau potable) ; la nécessité d'un cadre légal conforme aux législations en vigueur et aux normes internationales (AIEA) pour le suivi et le contrôle des radiations, de la santé et de la sécurité des intervenants comme du public, de la gestion des déchets et du respect de l'environnement ; l'information, la transparence et le dialogue avec les partie-prenantes ; la gestion responsable des déchets dangereux et des matériels contaminés par l'utilisation des meilleures technologies disponibles ; le développement d'un système de management de la qualité dès l'amont du projet (étude d'impact environnemental) incluant une analyse des risques ; la préparation à la gestion des accidents ; le transport des matériels dangereux en toute sûreté et sécurité ; la formation régulière des personnels.

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par Orano en France, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, tels que Cameco au Canada, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

EDF couvre ses besoins en services d'enrichissement auprès des grands enrichisseurs mondiaux Orano (France), Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) et Tenex (Russie), sur la base de contrats à prix majoritairement fixes, décroissants en monnaie constante.

La filière uranium de retraitement enrichi

Cette filière constituée dès les années 1990 permet de recycler dans les réacteurs de l'uranium issu du traitement du combustible usé, qui constitue environ 95 % de la masse du combustible usé.

La filière a été suspendue en 2013, dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance d'une filière robuste, compétitive et performante, avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs en 2018. Dans l'attente de la reprise effective de la filière, l'uranium issu du retraitement est stocké sous forme stable.

La fabrication des assemblages de combustible

EDF se fournit en assemblages de combustible soit en interne au travers de sa filiale Framatome, soit en externe, le fournisseur externe principal étant Westinghouse.

L'aval du cycle

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets associés sans transfert possible ni limitation dans le temps. Orano est chargé du traitement des combustibles usés et l'ANDRA est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes, conformément aux orientations définies par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs codifiée.

En matière de cycle du combustible, la stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage des matières valorisables et notamment du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MO_X. Les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MO_X (principe de « l'égalité des flux »). Les capacités de recyclage des tranches nucléaires du parc français conduisent à traiter environ 1 100 tonnes de combustibles usés par an.

En complément, dans le cadre de l'anticipation des besoins en entreposage du parc de production nucléaire, EDF travaille actuellement sur la conception d'une piscine d'entreposage de combustible usé de grande capacité. Elle permettra notamment l'entreposage long terme (pour une durée de l'ordre de 100 ans) des combustibles MO_X et URE usés venant des REP et des assemblages du réacteur à neutrons rapides « Superphénix » entreposés dans l'APEC, piscine d'entreposage de combustible de la centrale de Creys-Malville dans l'attente d'un multi-recyclage dans les réacteurs à eau sous pression de 3e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de quatrième génération dits « GEN IV ».

Le Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs 2016-2018 a identifié le besoin de capacités complémentaires d'entreposage de combustible usé à l'horizon 2030 et a demandé en conséquence à EDF de déposer une demande d'autorisation de création d'ici 2020.

La 5e édition du PNGMDR 2019-2021 a fait l'objet d'un débat public en 2019 organisé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) dont le compte-rendu a été publié le 25 novembre 2019. Le Gouvernement et l'ASN, maîtres d'ouvrages du PNGMDR, ont également publié leurs conclusions sous la forme d'une décision publiée au JO, actant « la poursuite des travaux liés à la mise en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage centralisées sous eau » et « [l'évolution du] cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité », deux améliorations proposées par EDF dans son cahier d'acteur.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans un premier temps dans les piscines des centrales puis dans celles de l'usine de traitement d'Orano à La Hague. Les conditions d'entreposage sont reconnues sûres sur une échelle de temps séculaire. Une dizaine d'années après leur déchargement du réacteur, les combustibles usés à l'uranium naturel enrichi sont traités afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008.

EDF et Orano ont signé en février 2016 un contrat d'application couvrant la période 2016-2023 ainsi que les contrats de fourniture d'assemblages MO_X associés.

L'alimentation en combustible des deux réacteurs d'EDF à Hinkley Point (Royaume-Uni)

EDF a signé avec Orano et Framatome en septembre 2016 des contrats de fourniture d'uranium, de services de conversion et d'enrichissement et de fabrication d'assemblages en vue de l'alimentation en combustible des réacteurs d'Hinkley Point C.

Le stockage des déchets ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories : des déchets HA (Haute Activité) aux déchets TFA (Très Faible Activité) en passant par les déchets FA (Faible Activité) et MA (Moyenne Activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période d'activité dépasse 31 ans.

Déchets de Haute Activité à Vie longue (HAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL, qui assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. Les déchets sont ensuite entreposés à La Hague dans des installations spécifiques. À titre d'illustration l'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales et à 50 années d'exploitation du parc REP actuel, représenterait un volume d'environ 9 300 mètres cubes (la consommation électrique d'un million de personnes pendant un an génère environ 3 mètres cubes de déchets HAVL).

Déchets de Moyenne Activité à Vie longue (MAVL)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Des déchets MAVL sont aussi issus de certaines opérations d'exploitation, de maintenance et du démantèlement. À titre d'illustration, le volume total des déchets MAVL, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation et du démantèlement des installations arrêtées, dont les réacteurs Uranium Naturel – Graphite-Gaz et ceux issus du parc REP actuel en prenant en compte 50 années de durée de fonctionnement des centrales et les opérations de démantèlement, représenterait environ 37 000 mètres cubes. En comparaison aux déchets HAVL, ils dégagent moins de chaleur, et se prêtent de ce fait à un stockage plus rapide sans refroidissement.

Les déchets HAVL et MAVL issus du retraitement du combustible usé sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques dédiées dans l'attente d'une mise en œuvre du stockage en couche géologique profonde, tel qu'il est actuellement envisagé dans le projet du Centre industriel de stockage géologique (Cigéo) de l'ANDRA.

En complément, Cigéo est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs de types MAVL et HAVL. Il est conçu pour stocker les déchets hautement radioactifs et à durée de vie longue produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises actuelles, jusqu'à leur démantèlement, et par le traitement des combustibles usés utilisés dans les centrales nucléaires. Après quinze ans de recherche, des évaluations et un débat public, le principe du stockage profond a été retenu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs comme solution sûre à long terme pour gérer ce type de déchets sans en reporter la charge sur les générations futures.

Il est prévu que ce centre soit implanté dans l'Est de la France, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne. Cigéo sera composé d'installations de surface, notamment pour accueillir et préparer les colis de déchets et pour réaliser les travaux de creusement et de construction des ouvrages souterrains. Les déchets seront stockés dans des installations souterraines, situées à environ 500 mètres de profondeur, dans une couche de roche argileuse imperméable choisie pour ses propriétés de confinement sur de très longues échelles de temps (plusieurs centaines de milliers d'années). Cigéo est prévu pour être exploité pendant au moins 100 ans, tout en étant flexible afin de laisser aux générations futures la possibilité d'adaptations.

La loi n° 2016-1015 du 25 juillet 2016 (codifiée), qui précise les modalités de création d'une installation de stockage réversible en couche géologique profonde, constitue la levée d'un préalable important à l'obtention d'une autorisation de création de Cigéo pour la gestion des déchets radioactifs HA-MAVL. Les études de

conception réalisées par l'ANDRA se poursuivent en vue de présenter un dossier de demande de création de l'installation fin 2020.

Le planning de l'ANDRA prévoit à l'horizon 2030, une phase industrielle pilote, puis le début de la chronique de livraison des premiers déchets (les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031). Le 15 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS « dossier d'option de sûreté » de Cigéo, estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. À noter que dans ce projet d'avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'expert mandaté par la DGEC en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

Déchets de Faible Activité à Vie longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »). La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *subsurface*. L'ANDRA a transmis en juillet 2015 un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage sur un site situé dans la région de Soulaines dans l'Aube. Ce dossier a été soumis à l'avis de l'ASN. Actuellement, les travaux se poursuivent, dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs pour identifier les déchets qui pourraient y être accueillis. Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus finement l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis des gains significatifs qui permettent de réinterroger la possibilité de stocker une partie du graphite (notamment celui du réacteur de Chinon A2) dans le centre de surface existant.

Déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte et de Très Faible Activité (FMA et TFA)

Les déchets FMA et TFA proviennent de l'exploitation des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.) et de leur déconstruction (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ils sont stockés en surface dans les centres de stockage de Soulaines et Morvilliers dans l'Aube exploités par l'ANDRA.

Dans un objectif de réduction des volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de Cyclife France (désormais rattaché à Cyclife Holding, filiale d'EDF). En 2016, suite au rachat des actifs anglais et suédois de la société de traitement de déchets de Studsvik, la holding « Cyclife » a été créée afin de regrouper l'ensemble des actifs récemment acquis et asseoir le développement des activités du Groupe en interne et externe en matière de traitement des déchets. 2019 a été marquée par l'élargissement du positionnement de la holding « Cyclife » au domaine du démantèlement avec la création de deux nouvelles filiales : Cyclife Engineering et Graphitech (société codétenue par EDF et Veolia), en charge de développer des solutions de démantèlement sur différentes technologies (principalement réacteurs à eau légère et installations de traitement de déchets pour Cyclife Engeneering et réacteurs graphite pour Graphitech).

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France (voir note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019 en section 6.1).

1.4.1.1.5 Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

L'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie notamment sur les axes stratégiques suivants :

- la mise en place des conditions techniques permettant la poursuite du fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation après 40 ans. Au premier semestre 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement des centrales 900 MW du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étaient réunies ; le Conseil d'administration d'EDF a donc approuvé le 28 juillet 2016 l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW en France (hors Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016, sans préjuger des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) après chaque visite décennale ;
- la poursuite de l'amélioration de leur sûreté, en premier lieu par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon ;
- la mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence.

Poursuite du fonctionnement des tranches en exploitation significativement après 40 ans

Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) consécutives à l'accident de Fukushima

Le 15 septembre 2011 et suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, EDF a remis à l'ASN sur sa demande un rapport d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour chacun de ses 19 sites de production nucléaire, englobant les réacteurs en exploitation et ceux en construction.

Ces évaluations ont consisté à réinterroger les défenses des centrales existantes et en construction à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités de sûreté. Ainsi, les marges de sûreté ont été réévaluées face aux risques de séisme et d'inondation, face à des situations de perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, face aux conséquences d'accidents graves. Ces évaluations ont également amené à rechercher si certaines modifications des scénarios envisagés, au-delà des situations prises en compte pour dimensionner les systèmes de protection, conduiraient à fortement aggraver les conséquences en termes de sûreté (« effets falaise ») et enfin à prendre en compte de façon déterministe des situations extrêmes qui dépasseraient sensiblement celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs. La sûreté du parc nucléaire d'EDF repose en effet sur un principe d'amélioration continue : les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient ainsi en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales, et tirent les enseignements des incidents et accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Enfin, les ECS ont aussi réinterrogé les règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens périodiques, pratiqués en France depuis la fin des années 1980 et consacrés par la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (dite loi TSN) de juin 2006, codifiée depuis dans le Code de l'environnement. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté afin d'élever encore le niveau de sûreté actuel des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'« *à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles* ». Dans le même temps, l'ASN considère que « *la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes* ».

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre de la FARN (voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »). Le « noyau dur » sera constitué de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des situations étudiées dans le cadre des ECS. Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de 600 prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'actions post-Fukushima. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise résistants à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra notamment comprendre pour chaque tranche des moyens électriques « bunkerisés ». En attendant, un groupe diesel de secours provisoire a été installé sur chacune des 58 tranches dès 2013. La définition complète du « noyau dur » a fait l'objet en janvier 2014 de prescriptions techniques réglementaires de la part de l'ASN.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

Les dispositions du Code de l'environnement ne fixent pas de durée limite d'exploitation a priori, mais imposent, tous les dix ans, d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires (« référentiel de sûreté »).

Dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN avait publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'avait pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la

sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Cette position générique de l'ASN est complétée par des décisions réacteur par réacteur.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc après 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu d'une part de l'investissement important, réalisé lors des troisièmes visites décennales ainsi qu'au titre des améliorations post-Fukushima, et compte tenu d'autre part des besoins énergétiques de la France. Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de R&D. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques ») et des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

La poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel permettrait, dans le respect de la priorité absolue que constitue la sûreté nucléaire et dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »), de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue, et de lisser dans le temps les mises en services de centrales neuves.

L'allongement de la durée d'amortissement de 40 ans à 50 ans des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim au 1er janvier 2016 a été enregistré en juin 2016 une fois que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe ont été réunies. Elle s'appuie sur la capacité technique des installations du parc REP 900 MW à fonctionner 50 ans au moins, confortée par les benchmarks internationaux, ainsi que sur les investissements progressivement engagés dans le cadre du programme « Grand carénage ». Ces investissements permettront au palier REP 900 MW d'atteindre un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR et parmi les plus élevés au plan international à l'issue de leur quatrième visite décennale (VD4).

La poursuite de la durée d'exploitation des tranches 900 MW sera mise en cohérence avec la révision en cours de la programmation pluriannuelle de l'énergie pour les périodes 2018-2023 et 2024-2028.

S'agissant des améliorations de la sûreté à réaliser pour étendre la durée de fonctionnement des installations concernées au-delà de 40 ans, l'ASN a indiqué qu'elle émettrait à la suite du Groupe Permanent d'Experts d'avril 2015 une première position sur les grandes orientations du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs 900 MW. Elle prévoyait initialement de rendre en 2018-2019 une position définitive sur la phase « générique » de ce réexamen. Le 20 avril 2016, l'ASN a adressé une lettre à EDF dans laquelle elle définit ses attentes pour permettre une éventuelle poursuite de la durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires français de 900 MW. Après examen du dossier dans lequel EDF présente sa démarche et sa méthodologie pour prolonger l'utilisation des 34 réacteurs concernés après 40 ans, l'ASN considère que les thèmes retenus par EDF dans son programme correspondent aux enjeux de sûreté et n'appellent pas de remarques de sa part dans leur principe. Elle demande toutefois à EDF de compléter son programme sur plusieurs aspects, notamment sur le périmètre des programmes de contrôle et les objectifs d'amélioration des études.

Dans son courrier du 28 septembre 2018 relatif à la note de réponse aux objectifs (NRO) du 4e réexamen périodique des tranches 900 MW, l'ASN considère que « les travaux entrepris et les dispositions prévues conduiront à des améliorations significatives de la sûreté des installations et contribueront à l'atteinte des objectifs du réexamen ». L'ASN prévoit de donner un avis générique en 2020. D'ici là, l'instruction se poursuit et EDF prend en compte les demandes complémentaires de l'ASN en termes d'études, de contrôles et de travaux.

En septembre 2018, EDF a également lancé, aux côtés de l'IRSN et de l'Association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCCLI), une concertation sur la phase générique du 4e réexamen périodique des réacteurs de 900 MW, d'une durée de 6 mois, afin d'associer le grand public au débat et de lui permettre d'échanger avec des experts d'EDF, de l'ASN et de l'IRSN au cours de réunions publiques, organisées notamment par les Commissions Locales d'Information (CLI) des sites concernés. Une plate-forme numérique vient compléter les réunions publiques.

La durée d'amortissement des autres paliers du parc nucléaire France (1300 MW et 1450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies. L'allongement ultérieur des réacteurs des paliers les plus récents du parc nucléaire français est au cœur de la stratégie industrielle du Groupe.

À fin 2019, 32 des 34 tranches de 900 MW ont passé leur troisième visite décennale. La VD3 de Chinon B3 débutée en 2019 sera soldée en 2020. La dernière VD3 du palier 900 MW (Chinon B4) est programmée en 2020.

La VD4 de Tricastin 1, première tranche du palier 900 MW à réaliser sa VD4, a été un succès : elle a été découplée le 1er juin 2019, et a divergé à l'issue de sa visite décennale le 19 décembre 2019.

Sur le palier 1300 MW, 11 VD3 ont été réalisées, une VD3 était en cours de réalisation à fin décembre 2019 (Flamanville 2), et 8 VD3 restaient à réaliser à fin décembre 2019, dont deux en 2020 (Belleville 1 et Nogent 2).

1.4.1.1.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique de la déconstruction de ses centrales et des autres installations nucléaires dont il est exploitant (BCOT, Silos de St Laurent, ICEDA…). EDF s'est organisé pour assurer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est une déconstruction sans période intentionnelle d'attente pour décroissance radioactive, en cohérence avec la réglementation française qui prévoit un démantèlement *« dans un délai aussi court que possible dans les conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-2 du Code de la santé publique et au II de l'article L. 110-1 du présent Code »* (voir article L. 593-25 du Code de l'environnement).

Le processus réglementaire du démantèlement est encadré par le Code de l'environnement (voir section 1.5.3.2 « Réglementation applicable aux installations nucléaires de base »). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- enfin, une fois les opérations terminées et l'état final visé atteint, le « déclassement » de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

La déconstruction des centrales à l'arrêt définitif

Concernant les centrales à l'arrêt définitif (un réacteur à eau pressurisée [REP], Chooz A ; un réacteur à eau lourde [REL], Brennilis ; un réacteur à neutrons rapides [RNR], Creys-Malville ; et six réacteurs de la filière Uranium Naturel – Graphite Gaz [UNGG] à Bugey, Saint-Laurent et Chinon), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement dans un délai aussi court que possible dans des conditions économiquement acceptables, en respectant les principes des Codes de la santé publique et de l'environnement et en s'assurant de la maîtrise des risques techniques associés à ces activités.

Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance.

Dans le cadre de son rôle d'exploitant responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires d'EDF mises à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ un million de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets non radioactifs, et aucun déchet de Haute Activité. Les 20 % restants correspondent à des déchets de Très Faible à Moyenne Activité, dont environ 2 % de déchets à vie longue nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage pour déchets de type FAVL et MAVL.

Les filières existantes pour l'évacuation des déchets à vie courte TFA et FMA seront complétées par :

- l'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) pour le conditionnement et l'entreposage des déchets activés d'exploitation et de déconstruction (MAVL) située sur le site de Bugey et ce dès 2020 ;

- le centre de stockage des déchets FAVL qui est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, après remise d'un rapport à l'État fin 2012, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et a transmis en juillet 2015 un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage sur un site situé dans la région de Soulaines (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Par ailleurs, le nouveau calendrier de déconstruction des centrales UNGG prévoit la construction d'un entreposage pour les chemises FAVL des silos de Saint-Laurent dans l'attente de la disponibilité d'un exutoire définitif (première sortie du graphite à l'horizon 2044).

Le processus de déconstruction de la centrale de Chooz A se poursuit sur les découpes et extractions des internes de la cuve conformément au planning (après la mise en eau de la piscine réacteur en 2018). Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 58 tranches en exploitation mais de conception plus ancienne. Il a été mis en service en 1967 et a fonctionné jusqu'en 1991 (date d'arrêt définitif de production). La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès et d'entrée et sortie des matériels plus difficiles que celles du reste du parc REP existant. Après le choix par EDF d'opter dès 2001 pour une stratégie de démantèlement sans période d'attente intentionnelle pour décroissance radioactive et l'obtention du décret de démantèlement complet en 2007, la déconstruction a été engagée et devrait être achevée en 2022, soit 15 ans après son autorisation. C'est cette durée qu'EDF retient pour le démantèlement des Réacteurs à Eau sous Pression.

Suite à la mise en eau de la cuve de Creys-Malville à fin 2017, le processus de démantèlement s'est poursuivi par le chantier de construction de l'atelier de découpe des bouchons de la cuve du réacteur puis par l'ouverture de la cuve en 2019 en extrayant ses deux bouchons centraux.

Concernant Brennilis, en application d'une convention [(1)] de 2008 avec le CEA, EDF est devenu entièrement responsable de la déconstruction de cette installation (par décret n° 2000-233 du 19 septembre 2000, le responsable de l'exploitation de la centrale de Brennilis est devenu EDF, en lieu et place du CEA). La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret autorisant le démantèlement partiel est en cours de finalisation : le radier de la station de traitement des effluents est démoli et les terres excavées. Les résultats des contrôles finaux des terres permettront le remblaiement de la zone, marquant alors la fin des travaux autorisés. Parallèlement, EDF a déposé en 2018 un dossier de démantèlement en vue de la publication d'un décret de démantèlement complet qui permettra le démantèlement du bloc réacteur proprement dit.

L'arrêt de la Cour administrative d'appel de Lyon du 4 décembre 2014, en restaurant la validité du permis de construire de l'ICEDA, a conduit EDF à relancer l'étude d'un dossier de démantèlement complet de Brennilis en tenant compte de l'évolution de la réglementation depuis l'élaboration du précédent dossier, en particulier la mise en application de l'arrêté INB. Le dossier de démantèlement complet a ainsi été déposé fin juillet 2018.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Ce choix ainsi que le séquencement des opérations proposé tenaient compte des résultats des études d'avant-projet menées sur la période 2013-2015, qui montrent un allongement significatif des opérations relatives au démantèlement du caisson (environ 25 ans au lieu d'une dizaine initialement prévue) et la nécessité de rendre moins risquée cette opération en réalisant le démantèlement complet d'une tête de série avant le démantèlement complet des cinq autres tranches. La nouvelle stratégie de démantèlement a été présentée au collège des commissaires de l'ASN respectivement en mars 2016 et juin 2017. À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été missionnée pour évaluer la robustesse du programme proposé, les principaux choix retenus ont été confortés. La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015 (voir note 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015).

Le dossier de stratégie, celui d'options de sûreté sur les réacteurs ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 remis à l'ASN en 2017 permettait de justifier les choix techniques retenus notamment le séquencement intégré dans le démantèlement des six réacteurs :

- construction d'un démonstrateur industriel pour tester les outillages qui seront utilisés lors du démantèlement sous air du premier caisson ;
- réalisation du démantèlement d'une tête de série en air, puis réalisation d'un retour d'expérience complet avant d'engager le démantèlement des autres UNGG de manière industrielle ;
- pour les autres caissons, des travaux de mise en configuration sécurisée après démantèlement électromécanique et démolition des bâtiments et structures périphériques (nefs piles, hall piscine etc.) seront réalisés, pour certains, de manière anticipée par rapport au scénario précédent.

Ce nouveau scénario a conduit à envisager une première sortie du graphite du premier réacteur UNGG à l'horizon 2044 et repousse le besoin d'un exutoire pour les autres déchets de graphite au-delà de 2070.

En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) font l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi simultané des cinq autres réacteurs. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettront d'autoriser les opérations de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Les décisions définitives doivent être validées par le Collège de l'ASN courant 2020 (voir Note 32.1.3 « Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires » de l'annexe aux comptes consolidés 2019).

Fermeture de la centrale de Fessenheim

L'article L. 311-5-5 du Code de l'énergie introduit par la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 plafonne à 63,2 GW la puissance nucléaire installée en France obligeant ainsi EDF à prendre toutes les dispositions nécessaires pour procéder à la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim.

Cette fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim ouvre pour EDF un droit à indemnisation, comme l'a rappelé le Conseil constitutionnel dans sa décision du 13 août 2015, à l'occasion de l'examen de la constitutionnalité de la loi précitée.

Des discussions ont eu lieu entre EDF et l'État afin de fixer dans le cadre d'un protocole transactionnel, d'une part les chefs de préjudice ouvrant droit à indemnisation, et d'autre part de déterminer les conditions de leur indemnisation.

Connaissance prise de l'avis favorable du groupe de travail constitué des administrateurs indépendants, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 6 avril 2017, avait pris acte de la fermeture irréversible et inéluctable de Fessenheim sous réserve du respect de plusieurs conditions, puis autorisé le Président-Directeur Général à signer le protocole d'indemnisation négocié avec l'État et approuvé par la Commission européenne, au plus tard à la date à laquelle la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale de Fessenheim serait adressée.

Le 25 janvier 2019, le ministère de la Transition écologique et solidaire a publié le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 lequel précise que « la centrale nucléaire de Fessenheim devrait être arrêtée à l'horizon du printemps 2020 ».

Dans ce contexte, compte tenu d'une part, du plafonnement de la production précité et d'autre part, des échéances liées à la réalisation de nouvelles épreuves hydrauliques, aux réexamens périodiques prévus aux articles L. 593-18 et L. 593-19 du Code de l'environnement et de l'impossibilité pour EDF de poursuivre l'exploitation de la centrale de Fessenheim, de nouvelles négociations ont été entamées visant à adapter certaines stipulations du projet de protocole.

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni les 4 avril et 20 septembre 2019, a autorisé la conclusion par EDF du protocole modifié. Le protocole a été signé le 27 septembre 2019 et EDF a adressé le 30 septembre 2019 au ministre chargé de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année.

(1) Par cette convention, le CEA est devenu entièrement responsable de la déconstruction de l'installation de Phénix.

L'indemnité de fermeture du site de Fessenheim, telle que définie dans le protocole d'indemnisation, compense d'une part l'anticipation des coûts de fermeture de la centrale, et d'autre part le bénéfice manqué après l'arrêt d'exploitation. L'indemnisation des coûts d'anticipation de la fermeture, estimée à la signature du protocole, varie entre 370 millions d'euros et 443 millions d'euros en fonction du rythme de paiement décidé par l'État. Un premier versement de 11 millions d'euros devrait intervenir en 2020, année de la fermeture de la centrale. Un ou plusieurs versements complémentaires, dont le calendrier est à la main de l'État, interviendront entre la date de fermeture et au plus tard quatre années après la date de fermeture (fin 2024). L'indemnisation prend également la forme de versements ultérieurs correspondant à l'éventuel manque à gagner, c'est-à-dire les bénéfices qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

EnBW, partenaire d'EDF dans la centrale, pourrait à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de ses droits contractuels sur la capacité de production de la centrale. La société suisse CNP (Centrales Nucléaires en Participations SA) a, quant à elle, décidé de mettre fin au contrat de partenariat. EDF ayant pris acte de cette décision, le contrat de partenariat entre EDF et CNP a pris fin le 31 décembre 2017.

Les coûts de déconstruction

Centrales nucléaires EDF

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations ainsi que la sécurité des sites (voir section 6.1, note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019). Les opérations de démantèlement permettent d'atteindre un état final visé pour un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale en prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes, comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Une révision du devis de démantèlement des centrales de 2e génération (GEN2, centrales REP en exploitation) a été réalisée en 2016, afin de prendre en compte d'une part les recommandations de l'audit commandité par la DGEC (Direction Générale de l'Énergie et du Climat) sur les coûts du démantèlement des Réacteurs à Eau Pressurisée (REP), menée sur la période de juillet 2014 à août 2015 sur la base du modèle « DA09 » (étude sur la centrale de Dampierre), et d'autre part le retour d'expérience des opérations de démantèlement des centrales de 1re génération (GEN1, en particulier la centrale de Chooz A).

Le travail de révision de ce devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent pas d'évolution de la productivité et d'effet d'apprentissage.

Le devis intègre, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes.

Installations de tiers : La Hague (Orano) et Phénix (CEA)

La responsabilité de la déconstruction des installations incombant à leur exploitant, EDF a souhaité se désengager financièrement de ces opérations.

Dans ce cadre, des accords conclus avec Orano en juillet 2010 et avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des parties. À la suite du versement de soultes, EDF est libéré de toute obligation au titre de sa contribution au financement des opérations de déconstruction des installations de Phénix, aujourd'hui à l'arrêt, et de La Hague.

1.4.1.1.7 Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation)

Des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2019 », note 48.2 « Composition et évaluation des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2019 », note 48.4 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

1.4.1.2 Projets « Nouveau Nucléaire »

Voir aussi dans la section 2.2.4 « Performance opérationnelle », le facteur de risque intitulé « 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris projets EPR ».

1.4.1.2.1 Projet EPR de Flamanville 3

EDF assure pour compte propre la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre du projet EPR (*European Pressurized water Reactor*) de Flamanville 3.

Interfaces avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et autorisations administratives

Le dossier de Demande de Mise En Service, déposé en mars 2015, a fait l'objet d'une première instruction et a été mis à jour en juin 2017. Un dossier d'amendement de ce dossier a été transmis en avril 2019 et, suite à la décision de réparer les soudures de traversées, une nouvelle mise à jour du dossier de demande d'autorisation de mise en service est prévue mi-2021. Une mise à jour complète de l'étude d'impact a également été engagée pour la même échéance.

Par ailleurs, la reformulation de cinq prescriptions techniques portant sur la conception de Flamanville 3 et présentant des manques de précisions ou des risques de mauvaise interprétation est en cours avec l'ASN. La mise à jour de ces prescriptions doit intervenir en amont de l'autorisation de mise en service. Il convient de noter que cette démarche n'est pas associée à une demande de modification de l'installation ou de ses modalités d'exploitation.

La demande d'autorisation de mise en service partielle visant à autoriser la réception du combustible est en fin d'instruction par l'ASN. L'ASN n'a plus de demandes techniques sur ce dossier. La prochaine étape est la mise en consultation du public au premier trimestre 2020, première phase du processus administratif en vue de la décision d'autorisation de mise en service partielle.

Un dossier de demande de modification du délai de mise en service dans le Décret d'Autorisation de Création a été déposé en juillet 2019 auprès du ministère de la Transition écologique et solidaire et complété suite à un échange avec le ministère en septembre 2019. L'objectif est de porter ce délai à avril 2024 (en lieu et place du délai actuel fixé à avril 2020) pour tenir compte de la réparation des soudures tout en conservant une flexibilité.

Avancement de la réalisation sur site

À fin décembre 2019, les montages électromécaniques sont finalisés à plus de 98 %, le solde de l'activité se faisant au fur et à mesure de l'avancement des essais d'ensemble.

L'année 2019 a été marquée par :

- le solde des montages électromécaniques initiaux ;
- le bon déroulement des Essais à Chaud phase 1 (EAC1) en début d'année 2019 avec la réalisation de près de 95 % du programme d'essais prévu, le début des Essais à Chaud phase 2 (EAC2) le 21 septembre, avec l'atteinte du palier stable (303 °C et 154 bars) le 18 octobre et du solde des essais le 17 février 2020 ;
- la mise en service de la Zone d'Accès Contrôlée et de la Zone de Protection Renforcée ;
- la finition et le transfert de plusieurs bâtiments aux équipes d'exploitation. Le bâtiment de rejet, celui d'accueil du combustible et les diesels secours sont ainsi passés sous responsabilité de l'exploitant, marquant l'atteinte d'un haut niveau de finition de ces installations.

À fin décembre 2019, l'avancement des essais est de 61 % et celui des finitions de 79 %.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2019, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASN au 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASN, cette dernière (avis du 11 octobre 2017) considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service ;
- la mise en service du couvercle de cuve, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin d'être en mesure de proposer à l'ASN de conserver le couvercle actuel, en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération, en alternative à la fin d'utilisation du couvercle actuel d'ici fin 2024 tel que demandée par l'ASN. EDF a néanmoins demandé à Framatome de lancer l'approvisionnement d'un nouveau couvercle équipé, en cas de besoin de remplacement en 2024. Les coûts engagés pour la fabrication de ce couvercle de substitution ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

EDF a déclaré le 30 novembre 2017 un événement significatif auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire relatif à la détection d'un écart dans la qualité de réalisation des soudures du circuit secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Le circuit qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR Flamanville 3 (lignes vapeur principales) a été conçu et fabriqué selon le principe dit d'« exclusion de rupture ». Cette démarche consiste en un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service. Ces renforcements, voulus par EDF, s'accompagnent d'une exigence dite de « haute qualité » dans la réalisation de ces circuits [1].

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

À partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 [2] à l'ASN un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des soudures concernées du circuit secondaire principal. Pour huit d'entre elles, dites de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur, EDF a proposé le 3 décembre 2018 un dossier de justification spécifique en l'état auprès de l'ASN.

L'ASN a réuni le 9 avril 2019 le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaire (GP ESPN) dans le cadre de son instruction des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville. Dans son avis consultatif, le Groupe Permanent a recommandé à l'ASN de considérer qu'à défaut de renoncer à tout ou partie de l'exclusion de rupture, EDF devrait procéder à la remise en conformité de ces traversées. Cet avis consultatif s'inscrit dans la procédure de décision qui relève du Collège de l'ASN. Cette décision est intervenue le 19 juin.

Par courrier du 7 juin 2019, EDF a sollicité l'avis de l'ASN sur la possibilité de réparer ces soudures après la mise en service du réacteur, considérant que la mise en service de l'installation en l'état ne présentait pas de risques pour la sûreté (l'intégrité de ces lignes étant justifiée) et qu'une remise à niveau post-démarrage permettait de développer et d'optimiser le moyen de remise à niveau utilisé.

Dans un courrier du 19 juin 2019, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a demandé à EDF de reprendre avant mise en service les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel d'exclusion de rupture [3]. Dans ce cadre, EDF a évalué trois scénarios de reprise [4].

Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN qui a transmis le 4 octobre à EDF une lettre relative à l'acceptabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF est l'utilisation de robots soudeurs télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. L'objectif est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

(1) Dès lors que ces exigences étaient posées, l'hypothèse de rupture des tuyauteries dans la démonstration de sûreté n'avait pas à être étudiée. La démonstration de sûreté justifie que les accidents sont physiquement impossibles ou extrêmement improbables, ou que les conséquences sont limitées dans des conditions économiques acceptables et avec un haut degré de confiance.

(2) Voir communiqué de presse d'EDF du 10 avril 2018 « EDF détecte des écarts de qualité sur certaines soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville et lance des contrôles complémentaires ».

(3) Voir communiqué de presse d'EDF du 20 juin 2019 : « EPR de Flamanville : EDF prend connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire ».

(4) Voir communiqué de presse d'EDF du 26 juillet 2019.

Au vu de cette stratégie de reprise des soudures de traversées, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR de Flamanville.

Par ailleurs, l'instruction technique de remise à niveau des soudures situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit afin de démarrer les activités de soudage au plus tôt.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Dans le contexte rappelé ci-dessus, le 9 octobre 2019 (1) le Groupe a communiqué un nouveau calendrier et une nouvelle estimation du coût de construction de l'EPR de Flamanville. Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN du scénario de reprise retenu est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros (2) soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces coûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en autres produits et charges d'exploitation (3) et non en investissements.

Par ailleurs, du fait du décalage de la date de chargement du combustible, il n'y aura plus en 2020 de revenus associés à la phase de tests de l'installation à comptabiliser en déduction des investissements nets (4). Les nouvelles cibles de calendrier et de coût de construction restent dépendantes des instructions menées par l'ASN notamment sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification du robot soudeur pour la reprise des soudures des traversées.

Si le scénario de repli mentionné plus haut devait *in fine* être retenu, il se traduirait par de nouveaux surcoûts et délais potentiellement significatifs. D'autres risques peuvent également émerger (voir section 2.2.4 « Performance opérationnelle – facteur de risque 4A – maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

1.4.1.2.2 Autres projets « Nouveau Nucléaire »

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy possède 66,5 % du projet de construction de deux centrales nucléaires sur le site de Hinkley Point, les 33,5 % restants étant détenus par China General Nuclear Power Corporation (CGN). La société de projet *Nuclear New Build* assure la maîtrise d'ouvrage du projet et la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN) ainsi qu'Edvance assurent les études de conception.

EDF développe également, dans le cadre du partenariat avec CGN, deux projets de construction nucléaire au Royaume-Uni : Sizewell C et Bradwell B (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Division Nouveau Nucléaire »).

EPR de Taishan

En Chine, EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de la société TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société qui a pour objet la construction et l'exploitation de deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

La tranche 1 a fonctionné sans aléa notable au cours de sa première année d'exploitation. La production annuelle nette pour 2019 est de 11,953 TWh pour la tranche 1 et de 4,225 TWh pour la tranche 2.

En 2019, la tranche 2 a franchi les jalons majeurs permettant sa mise en service commerciale le 7 septembre 2019.

Le soutien technique d'EDF au projet Taishan s'est poursuivi tout en capitalisant sur le retour d'expérience des activités de démarrage et d'exploitation pour les autres projets EPR. En 2020, le principal enjeu concerne la réussite de la visite complète de la tranche 1, prévue à partir de début juillet pour une durée de 80 jours.

À ce jour, la mise en service commerciale de la tranche 1 s'est effectuée sur la base d'un tarif inférieur aux attentes d'EDF et en vigueur jusqu'à fin 2021 (voir section 2.2.4 « Performance opérationnelle – facteur de risque 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »). Les discussions entre les producteurs d'électricité et les autorités chinoises arrêteront le tarif définitif qui s'appliquera aux centrales nucléaires de 3e génération. Le travail se poursuit auprès des autorités compétentes en vue de définir son évolution future.

Préparation d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires en France

Le gouvernement a publié le 25 janvier 2019 les orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Conformément à ces orientations, le gouvernement a demandé au Groupe EDF de préparer avec la filière nucléaire, d'ici mi-2021, un dossier sur un programme de renouvellement des installations nucléaires en France. Le contrat de filière, signé le 28 janvier 2019 par l'État et le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN), comporte un volet relatif à la préparation des capacités industrielles nécessaires à la réalisation d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France. Afin de s'inscrire dans cette démarche, EDF a engagé la préparation de propositions économiques et industrielles sur la base de la technologie EPR 2. EDF fournira ainsi les éléments permettant aux pouvoirs publics de définir un cadre de régulation approprié pour assurer le financement d'un tel programme industriel.

EPR 2

EDF a remis un dossier d'option de sûreté du projet « EPR Nouveau Modèle » (EPR NM) fin 2016 à l'Autorité de sûreté nucléaire qui a procédé à son instruction en 2017. Début 2018, le Groupe Permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires a remis ses conclusions sur ce dossier d'option de sûreté. En particulier, il « constate que la plupart des évolutions de conception retenues pour le projet EPR NM tiennent compte des enseignements tirés du retour d'expérience du réacteur EPR Flamanville et du parc en fonctionnement ainsi que des enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daiichi » et « considère que les options de conception retenues pour le projet EPR NM, complétées ou modifiées à la lumière des discussions intervenues au cours de l'instruction technique qui ont conduit à de nombreux engagements, sont de nature à assurer un niveau de sûreté au moins équivalent à celui du réacteur EPR Flamanville 3 et conforme aux recommandations du guide ASN n° 22 (relatif à la conception des réacteurs à eau sous pression) ». Dans son avis n° 2019-AV-0329 du 16 juillet 2019, l'Autorité de sûreté nucléaire « considère que le référentiel de sûreté retenu pour le projet de réacteur EPR NM est globalement satisfaisant, notamment au regard de la réglementation, du guide du 18 juillet 2017 […] et des recommandations internationales ».

Par ailleurs, les travaux menés par EDF et Framatome sur le projet EPR NM ont permis de figer fin 2017 la configuration technique d'un modèle baptisé EPR2 qui pourrait remplacer les réacteurs du parc nucléaire actuellement en exploitation en France et, à terme, élargir l'offre de la filière nucléaire française à l'export.

EPR2 est une version optimisée de l'EPR, qui se place dans la continuité industrielle de l'EPR tout en intégrant le retour d'expérience des chantiers EPR et des centrales en exploitation.

Projets en développement

EDF a signé en mars 2018 un accord de coopération industrielle non engageant avec l'électricien national indien *Nuclear Power Corp of India Ltd.* (NPCIL) pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur. Cet accord définit le schéma industriel, les rôles et responsabilités des partenaires ainsi que les prochaines étapes du projet. Dans ce cadre, EDF et ses partenaires fourniront l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries. EDF ne sera pas investisseur dans ce projet. Une offre complète conditionnée non engageante a été remise à NPCIL fin 2018 par EDF et ses partenaires. L'année 2019 aura été marquée par des progrès significatifs sur la convergence technique.

(1) Voir communiqué de presse d'EDF du 9 octobre 2019 « EPR de Flamanville : EDF privilégie un scénario de remise à niveau des soudures de traversées du circuit secondaire principal par robots et ajuste le calendrier et l'estimation du coût de construction ».
(2) En euros 2015, hors intérêts intercalaires.
(3) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022. Pour 2020, l'impact sur le résultat net part du Groupe est estimé, toutes choses égales par ailleurs, à - 0,4 milliard d'euros, sans affecter le résultat net courant.
(4) Norme IAS 16 paragraphe 17.

EDF participe également au processus compétitif initié en Arabie Saoudite par K.A. CARE (*King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy*) pour un projet de construction de deux réacteurs EPR. EDF a répondu avec succès à la première phase du processus de consultation appelée FEED (*Front End Engineering and Design*) et participe actuellement à la phase de développement du projet qui devrait aboutir à un processus formel d'appel d'offres prévu aujourd'hui fin 2020.

Dans le segment de la moyenne puissance, EDF s'appuie sur ses partenariats historiques avec la Chine (UK HPR1000 avec CGN) et le Japon (ATMEA avec MHI). Sur la technologie UK HPR1000, EDF et CGN collaborent dans le cadre d'une co-entreprise (GNS, 66,5 % CGN / 33,5 % EDF) pour la certification de cette technologie de base chinoise par l'autorité de sûreté britannique.

Concernant la petite puissance, l'année 2019 a permis des avancées dans le développement d'une solution à eau pressurisée dans la gamme de 300 à 400 MW, principalement à destination du marché export en vue du remplacement des centrales à combustible fossile les plus anciennes qui seront déclassées dans les prochaines décennies. Ce produit, appelé NUWARD™ et en cours de développement avec le CEA, Naval Group et TechnicAtome, est également un sujet de coopération potentiel avec des partenaires étrangers. Des discussions exploratoires ont été initiées en ce sens avec l'entreprise américaine Westinghouse.

1.4.1.2.3 Transformation numérique de l'ingénierie nucléaire (programme SWITCH)

Lancé en juillet 2017, ce programme contribue à la stratégie CAP 2030 sur les volets maîtrise des projets nouveaux nucléaires en cours, prolongation du parc en exploitation, développement à l'international et transformation numérique. Il s'agit d'un programme transverse, impliquant l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire au sein du groupe EDF, y compris Framatome.

Ce programme a pour ambition de faire prendre à l'ingénierie un véritable tournant à travers deux axes :

- transformer et simplifier les processus et méthodes pour mieux maîtriser la complexité des grands projets industriels tout au long de leur cycle de vie, grâce notamment à la mise en œuvre des standards de l'Ingénierie Système ;
- digitaliser les processus selon une approche *data centric* sur la base d'un système d'information performant intégré, collaboratif et industriel, dans une logique d'entreprise étendue.

Dans ce cadre, l'appel l'offre lancé en 2017 a permis de retenir au 2e trimestre 2018 Dassault Systèmes en tant que fournisseur de la solution PLM (*Product Lifecycle Management*) et Cap Gemini en tant qu'intégrateur sur le périmètre des outils PLM (*Plant Life Management*).

Le programme SWITCH est entré dans sa phase opérationnelle et plusieurs projets sont en cours de réalisation notamment sur le périmètre ESPN (Équipements sous pression nucléaires), RTI (Référentiel technique de l'ingénierie), EPR 2 et HPC.

Dans ce cadre, les premiers services sur ESPN et RTI ont été ouverts aux utilisateurs en septembre 2019.

1.4.1.2.4 Excell

EDF a présenté en décembre le plan « excell » permettant à la filière nucléaire d'atteindre le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence [(1)]. La mise en œuvre de ce plan sera supervisée par un Délégué général à la qualité industrielle et aux compétences nucléaires qui rapportera directement au Président-Directeur Général d'EDF.

Excell sera déployé dès 2020. Il reposera sur trois axes :

1. Le renforcement de la qualité industrielle :

- une révision en profondeur de la relation « client – fournisseur » pour un partage plus équilibré des risques et des contrats en phase avec les pratiques industrielles. Le choix des fournisseurs valorisera davantage les critères de qualité. Les fournisseurs seront également mieux associés à l'élaboration des spécifications et à l'analyse de la constructibilité ;
- un nouveau schéma de qualification des fournisseurs sera déployé pour les projets de construction de nouveaux réacteurs, renforçant les exigences et pouvant être étendu aux entreprises sous-traitantes de rang 2 et au-delà ;
- sur les opérations les plus sensibles, une qualification des procédés de fabrication et des outils de traçabilité renforcés seront mis en œuvre permettant de garantir la qualité des pièces ;
- le Délégué général qualité industrielle et compétences analysera les dysfonctionnements et garantira la mise en place des meilleures pratiques à EDF, à Framatome et au sein de la filière ;
- le plan stratégique de Framatome décline ces orientations pour une amélioration de la qualité de ses fabrications.

2. Le renforcement des compétences :

- EDF consolidera les démarches engagées par la filière aux côtés du GIFEN avec la création d'une Université des métiers du nucléaire ;
- la création d'un outil de gestion des savoirs (*knowledge management*) permettra de capitaliser sur la connaissance et de la diffuser dans les centres d'ingénierie d'EDF ;
- des parcours croisés seront mis en place au sein d'EDF et de la filière ainsi qu'entre les métiers de la fabrication, de la construction et de l'exploitation ;
- la filière nucléaire mettra en place un plan spécifique pour le recrutement et la formation de soudeurs dont la qualification répondra au niveau d'exigence du secteur.

3. Le renforcement de la gouvernance des grands projets nucléaires : pour chaque grand projet le Président-Directeur Général d'EDF présidera un Comité stratégique chargé de valider les données initiales du projet, de définir ses objectifs, ses coûts et ses délais, d'en valider les engagements financiers et d'approuver les principaux contrats. Le Conseil d'administration sera tenu informé régulièrement de l'avancement de ces grands projets.

1.4.1.3 Framatome

Framatome est un acteur-clé de l'énergie nucléaire, reconnu pour ses solutions innovantes et ses technologies à forte valeur ajoutée à destination du parc nucléaire mondial. Forte d'une expertise mondiale et de solides références, l'entreprise conçoit, entretient et installe des composants et des combustibles ainsi que des systèmes de contrôle-commande pour les centrales nucléaires. Ses quelque 14 000 collaborateurs permettent chaque jour aux clients de Framatome de fournir un mix énergétique bas-carbone toujours plus propre, plus sûr et plus économique.

Framatome est détenu par le groupe EDF (75,5 %), Mitsubishi Heavy Industries (MHI – 19,5 %) et Assystem (5 %).

Framatome dispose d'une présence industrielle significative en France (17 sites), en Allemagne (4 sites), aux États-Unis (8 sites) et en Chine (9 sites). L'entreprise est par ailleurs implantée industriellement ou commercialement en Afrique du Sud, en Argentine, au Brésil, en Bulgarie, au Canada, en Corée du Sud, en Espagne, en Finlande, en Hongrie, au Japon, en République Tchèque, au Royaume-Uni, en Russie, en Slovaquie, au Kazakhstan, en Suède et en Ukraine.

1.4.1.3.1 Stratégie, marché et opportunités commerciales de Framatome

La stratégie de Framatome est centrée sur son cœur de métier de chaudiériste et vise à proposer des solutions sûres et compétitives, à les industrialiser et à exécuter les projets dans une logique de filière industrielle.

La société dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international et intervient sur plus de 300 réacteurs dans le monde.

L'expérience de Framatome sur des réacteurs de tous types de technologies permet de répondre aux besoins spécifiques de ses clients dans le monde entier.

Avec un parc mondial existant de 450 réacteurs représentant près de 396 GWe en service dans 31 pays [(2)], et des nouvelles capacités nucléaires à venir, le marché nucléaire offre des opportunités dans le domaine du combustible, de la modernisation et des services. Framatome a l'ambition de développer ses parts de marché par une offre différenciante et des partenariats à l'export.

1.4.1.3.2 Activités de Framatome

Bénéficiant d'une expérience de 60 ans dans la conception et la construction de centrales nucléaires, Framatome est présente à chaque étape du processus, sur tous types de technologies de réacteurs. S'appuyant sur l'expertise d'ingénieurs et d'opérateurs hautement qualifiés, la société a participé à plus de 90 projets de centrales nucléaires à travers le monde.

(1) Voir communiqué de presse d'EDF du 13 décembre 2019 « EDF présente « excell », le plan d'excellence de la filière nucléaire ».
(2) Source : CEA – Élecnuc – Édition 2019, chiffres au 31 décembre 2018 (www.cea.fr/multimedia/Documents/publications/ouvrages/Elecnuc-2019.pdf).

Ingénierie

Les experts de Framatome sont spécialisés dans la conception des principaux équipements des chaudières nucléaires, la métallurgie et la mécanique, la neutronique, les calculs scientifiques, la mécanique des fluides et les analyses de risques et de sûreté. Les prestations de Framatome en ingénierie incluent le cœur de la centrale, dit « îlot nucléaire » et les principaux composants du circuit primaire tels que les générateurs de vapeur, les pompes, le pressuriseur ou la cuve du réacteur nucléaire. Ses spécialistes et techniciens sont mobilisés et interviennent notamment pour des projets majeurs de construction de nouveaux réacteurs de type EPR.

Fabrication d'équipements

Les composants de Framatome équipent plus de 100 centrales dans 11 pays. Dans ses usines du Creusot, de Saint Marcel et de Jeumont, en France, Framatome produit les équipements clés de la chaudière nucléaire pour des électriciens du monde entier, destinés à équiper les centrales en construction ou à remplacer les équipements des centrales en exploitation. L'entreprise fabrique des équipements lourds (cuves de réacteur, générateurs de vapeur, etc.) et mobiles (groupes motopompes primaires et mécanismes de commande de grappes) de haute technicité. Depuis 1970, près de 10 000 composants ont été produits sur ses sites de fabrication par les forgerons, les usineurs, les techniciens matériaux, les techniciens essais mécaniques, les chaudronniers et les soudeurs de Framatome. Une procédure d'arbitrage a été initiée en lien avec l'écart de fabrication de la virole basse du GV installé sur le réacteur n° 2 de Fessenheim et de la virole supérieure du GV destinée à être installée sur le réacteur n° 5 de Graveline.

En 2019, l'entreprise a poursuivi la montée en puissance des fabrications de son usine bourguignonne du Creusot, spécialisée dans la fabrication de composants lourds pour l'industrie nucléaire, et a obtenu l'accréditation ISO/CEI 17025 pour les laboratoires d'essais mécaniques du Creusot et de Saint Marcel. L'usine du Creusot fournira par ailleurs les principaux composants forgés pour des projets de nouvelles constructions à l'étranger, notamment pour le projet de réacteurs EPR d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, ainsi que des pièces pour des composants de remplacement destinés aux réacteurs français.

Framatome a mis en évidence à l'été 2019 le non-respect de plages de températures lors de l'application de certains traitements thermiques de détensionnement (TTD) locaux réalisés sur des joints de générateurs de vapeur et de pressuriseurs [(1)]. Les causes de l'écart ont été caractérisées par Framatome, ce qui a permis de rassembler des éléments en vue d'assurer que l'intégrité des composants en service concernés n'est pas mise en cause (voir section 2.2.5 « risques spécifiques aux activités nucléaires – facteur de risque 5A – non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de prolongation de la durée de fonctionnement des parcs nucléaires »). Des dossiers de justification ont été soumis à EDF et aux différents exploitants clients de Framatome, et sont actuellement en cours d'instruction avec les autorités de sûreté concernées. Un plan d'action a été proposé à l'ASN le 13 novembre 2019. Framatome a engagé un programme visant à consolider les connaissances des performances des autres procédés de TTD locaux mis en œuvre sur les équipements fournis par Framatome, à la fois en usine et sur chantier. L'aboutissement de ce programme est susceptible de conduire à une révision du nombre d'équipements concernés.

Systèmes de contrôle-commande

Framatome conçoit, réalise et installe des solutions d'instrumentation nucléaire et de contrôle-commande fiables pour des centrales en exploitation ou en construction. Ses solutions vont des systèmes de contrôle-commande de sûreté aux systèmes de contrôle-commande opérationnel, de l'instrumentation nucléaire aux solutions de maintien en condition opérationnelle, des simulateurs à l'expertise internationale en ingénierie du contrôle-commande, de la conception d'interface homme-machine à l'ingénierie des facteurs humains. Framatome a installé plus de 300 systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande complets sur des réacteurs de tous types dans le monde.

En septembre 2019, la nouvelle usine SPEC 200 a été inaugurée dans le centre d'excellence opérationnelle de Lynchburg en Virginie, marquant ainsi l'intégration complète de la ligne de produits SPEC 200 (système de contrôle-commande analogique) dans le portefeuille de solutions. L'usine a récemment fait l'objet d'un audit de la Nuclear Procurement Issues Corporation et a bénéficié d'une recommandation d'approbation sans restriction pour la fourniture de la plateforme SPEC 200.

Combustible

Framatome assure la conception, le développement et la fabrication des assemblages de combustible pour des réacteurs à eau pressurisée, des réacteurs à eau bouillante et des réacteurs de recherche. La société intervient sur l'ensemble du processus : de la conception de l'assemblage, à la production du zirconium et de ses alliages – un matériau clé dans la production de combustibles – en passant par la fabrication et les services associés, jusqu'aux interventions dans les centrales nucléaires. L'entreprise réalise les calculs permettant d'améliorer la gestion et la performance de ses assemblages, tout en répondant aux exigences de sûreté les plus élevées. Plus de 226 000 assemblages de combustible de Framatome sont chargés dans plus de 100 réacteurs en exploitation dans le monde.

Après deux ans et demi de travaux, un nouveau four de fonderie (four à arc sous vide) a été inauguré en avril 2019 sur le site d'Ugine, permettant la fusion de différents alliages *via* un équipement de pointe.

Mise en service et autorisation d'exploitation des centrales nucléaires

Framatome a acquis une expérience internationale au contact des autorités de sûreté pour tous les types de réacteurs existants dans le monde. L'entreprise vient ainsi en soutien aux exploitants dans leurs relations avec leur autorité de sûreté et dans l'application de la réglementation existante dans leur pays d'implantation. En France, Framatome a développé une expertise dans l'application de l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN). La société met par ailleurs à disposition de ses clients internationaux des centres techniques où sont réalisés de nombreux essais chaque année pour qualifier leurs équipements et les accompagne dans la préparation des études de qualification et de la préparation de la documentation associée.

Maintenance, modernisation et prolongation de l'exploitation des centrales en service

Framatome propose des solutions et des services innovants pour maintenir et moderniser les centrales nucléaires existantes ainsi que pour prolonger leur durée d'exploitation, tout en garantissant leur sûreté, leur performance et leur disponibilité. Framatome s'appuie sur 60 ans d'expérience internationale appliquée à tous types de technologies et à la maintenance de plus de 300 réacteurs dans le monde. Ses équipes apportent leurs savoir-faire et leurs connaissances des exigences en matière de maintenance, de remplacement de composants, d'inspections et de contrôles, d'opérations de rechargement du combustible, ou encore d'optimisation de la gestion des arrêts des réacteurs pour maintenance. Ses activités couvrent notamment la fourniture d'assemblages de combustible et des services associés, la gestion des équipements et des pièces de rechange, la modernisation du contrôle-commande et de l'instrumentation ainsi que les services de chimie et de radiochimie.

Aux États-Unis, un nouveau dispositif destiné à l'examen par ultrasons des vis de cloisonnement à l'intérieur des cuves de réacteur a été déployé. Il complète le robot sous-marin d'inspection SUSI. Selon les besoins du client, Framatome peut dorénavant déployer l'une ou l'autre de ces deux solutions.

Par ailleurs, la société américaine FoxGuard Solutions a été acquise en octobre 2019. Son activité vient renforcer l'offre de cybersécurité destinée au secteur de l'énergie, en incluant le conseil, la mise en place de solutions gérées ainsi que le matériel de sécurité spécifique et les équipements de systèmes de commande.

Conduite des grands projets

Framatome participe à la réalisation de projets de construction de réacteurs nucléaires : de la conception aux approvisionnements et à leur mise en service. Ses équipes sont mobilisées pour répondre aux standards de sécurité les plus stricts et pour satisfaire les demandes de ses clients en s'appuyant sur ses savoir-faire en conduite de projets complexes. Dans le cadre de nouvelles constructions, l'entreprise propose des solutions sur le périmètre de l'îlot nucléaire. Framatome participe aux côtés d'EDF à la construction et la mise en service de 5 réacteurs EPR dans le monde : en France (Flamanville 3), en Chine (Taishan 1 & 2) et au Royaume-Uni (Hinkley Point C, 1 & 2). Le 7 septembre 2019, s'est concrétisée la mise en exploitation commerciale de Taishan 2, le 2e EPR mis en service dans le monde.

EDF et Framatome ont une filiale d'ingénierie commune, Edvance, pour les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde, créée en 2017 (voir aussi section 1.2 « Gouvernance et organisation du Groupe »).

(1) Voir communiqué de presse d'EDF du 10 septembre 2019 « Ecart relatif au référentiel technique de fabrication par Framatome de composants de réacteurs nucléaires ».

1.4.1.3.3 Principales réalisations de Framatome en 2019

En janvier, Framatome a livré les premiers combustibles EATF (« *Enhanced Accident Tolerant Fuel* »), composés de pastilles de combustible et de tubes de gainage améliorés à la centrale de Vogtle Electric, située dans l'état de Géorgie.

En février, la modification du Système de Protection Préventive du système de contrôle-commande de la centrale nucléaire de Loviisa, exploitée par l'électricien finlandais Fortum, a été finalisée. Ce système contribue à la sûreté de l'exploitation de la centrale et fait partie du projet de modernisation du système de contrôle-commande de la centrale commencée en 2016.

Un contrat a par ailleurs été signé pour la fabrication de combustible et de services associés pour la tranche 2 de la centrale nucléaire de Palo Verde, exploitée par Arizona Public Service près de Phoenix en Arizona.

Un contrat a également été signé avec Wolf Creek Nuclear Operating Corporation pour mettre en œuvre une nouvelle technique de maintenance à la centrale nucléaire américaine de Coffey County, dans le Kansas.

Après avoir achevé la rénovation des quatre générateurs diesel de secours de la centrale de Gösgen, opérée par l'électricien suisse Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG, Framatome a conclu en avril un nouveau contrat : il vise à moderniser le système de protection du réacteur de la centrale nucléaire, qui sera alors intégralement équipé du système de contrôle-commande de sûreté numérique TELEPERM XS de Framatome.

En juillet, Framatome et Kinectrics se sont associés à Bruce Power aux États-Unis pour développer un isotope médical clé – appelé Lutétium-177 – utilisé dans le traitement du cancer de la prostate.

En octobre, le consortium franco-allemand, formé par Siemens et Framatome, a signé un contrat pour la fourniture du système principal de contrôle-commande pour la centrale nucléaire finlandaise de Hanhikivi et un contrat pour la fourniture de systèmes de contrôle de processus automatisé pour la centrale nucléaire hongroise de Paks-2.

En octobre également, l'organisation ITER a attribué un contrat majeur à un consortium franco-chinois auquel appartient Framatome. Ce contrat porte sur l'assemblage et l'installation de la machine Tokamak, au centre du projet de fusion nucléaire d'ITER.

En novembre, un nouveau laminoir à chaud a été inauguré dans l'usine de Rugles, en Normandie. Cette machine permet de laminer de grands feuillards de zirconium, afin de créer des tôles, qui serviront à la fabrication des assemblages de combustible pour les centrales nucléaires.

1.4.1.3.4 Installations nucléaires

Installations Nucléaires de Base (INB)

Deux installations nucléaires de base (INB) se trouvent sur le site Framatome de Romans, l'INB n° 63 (fabrication d'éléments combustibles pour les réacteurs de recherche – CERCA) et l'INB n° 98 (fabrication d'assemblages de combustible pour les centrales nucléaires).

Résultats 2019 en matière de sûreté nucléaire [1]

Comme en 2018, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur le site de Framatome de Romans-sur-Isère.

En 2019, le site Framatome de Romans-sur-Isère a déclaré 20 événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 4 ESS de niveau 1 et aucun de niveau 2. Le nombre d'événements déclarés est stable par rapport à 2018.

Aucun événement déclaré pour l'année 2019 n'a eu de conséquence pour les travailleurs, le public ou l'environnement.

Les résultats 2019 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire ainsi que dans le rapport TSN du site Framatome de Romans-sur-Isère et disponible sur le site www.framatome.com.

Actifs dédiés

Des actifs dédiés ont été constitués pour couvrir les engagements nucléaires de long terme (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2019 », note 48.6 « Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

1.4.1.4 Production thermique en France continentale

Dans un contexte de stagnation de la consommation France en 2019, la production électrique à partir de combustibles fossiles a chuté, jouant son rôle de « groupe de bouclage ».

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté en 2019 environ 2,3 % de sa production totale d'électricité. Ce parc dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 5 525 MW.

Les moyens de production thermique présentent plusieurs atouts : une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance), un coût d'investissement relativement faible et des délais de construction courts.

Les moyens de production thermique constituent ainsi une des composantes importantes du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production/consommation en répondant aux fluctuations de la consommation d'électricité et de la production des énergies renouvelables (solaire et éolien en particulier). Avec une partie des installations hydrauliques (lacs, STEP), ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe. Ils fournissent également des services de régulation du système pour contribuer à assurer un niveau de tension et de fréquence adéquat sur le réseau.

1.4.1.4.1 Le parc de production thermique d'EDF en France continentale

Au 31 décembre 2019, le parc thermique en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au plan du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire *(en MW)*	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2019	Capacité totale *(en MW)*	Année de mise en service	Production *(en TWh)* Au 31/12/2019	Au 31/12/2018
Charbon	580	3	1 740	en 1983 et 1984	0,8	3,9
	85	4	340	en 1980 et 1981		
	203	1	203	en 1992		
	134	1	134	en 1996		
	125 – 129	2	254	en 1998 et 2007		
Turbines à combustion fioul, gaz	185	2	370	en 2010		
et bi-combustibles (gaz et fioul)	179 – 182	3	542	en 2008 et 2009	0,2	0,2
	427	1	427	en 2011		
	465	2	930	en 2012 et 2013		
Cycles Combinés Gaz	585	1	585	en 2016	8,8	6,9

(1) L'objectif de Framatome est de détecter, déclarer et traiter au plus juste tous les écarts et anomalies survenant dans le cadre de ses activités. Cet indicateur vise à renforcer encore le partage d'expérience, à élargir les analyses et l'importance accordée aux signaux faibles. Les évènements déclarés au niveau 0 de l'échelle INES sont des écarts de sûreté, considérés comme des « signaux faibles », dont la prise en compte est essentielle à une démarche de progrès continu pour une meilleure maîtrise de la prévention des risques dans la conduite des activités. Afin de favoriser la remontée des « signaux faibles » et le partage d'expérience, Framatome détecte et enregistre tout écart. L'analyse de ce dernier, par la Filière Indépendante de Sûreté, permet de juger du niveau de déclaration auprès de l'Autorité de sûreté.

1.4.1.4.2 Les enjeux de la production thermique

Un parc charbon en cours d'adaptation

Après avoir mis à l'arrêt entre 2013 et 2015 dix unités de production, EDF a conservé les trois unités de production de technologie plus récente, situées au Havre (1 unité) et à Cordemais (2 unités). Un programme de rénovation de ces tranches a été réalisé, entre 2014 et 2016, pour améliorer leur fiabilité et leur rendement.

Ces tranches sont équipées de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxydes d'azote), ainsi que de dépoussiéreurs qui captent la quasi-totalité des poussières. Ces traitements permettent à ces tranches de répondre aux exigences de la réglementation environnementale en vigueur depuis 2016.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 prévoit l'arrêt de la production d'électricité à partir de ce combustible d'ici 2022. Le dernier bilan prévisionnel de RTE montre toutefois la nécessité, dans certains scénarios, de maintenir une production limitée sur la centrale de Cordemais *a minima* jusqu'en 2024, voire jusqu'en 2026. Les durées d'amortissement des centrales du Havre et de Cordemais ont été en conséquence modifiées en 2019. Par ailleurs, la loi énergie climat prévoit un seuil maximum concernant les émissions de CO_2 de ces centrales qui limite leur possibilité de fonctionnement à quelques centaines d'heures par an au-delà de 2022. Ce mécanisme législatif, qui fait reposer sur l'exploitant la responsabilité de décider de poursuivre ou non le fonctionnement de son installation après 2022, ne prévoit pas d'indemnisation.

Fin 2019 EDF a annoncé avoir décidé l'arrêt de la production de la centrale du Havre au 1er avril 2021.

Par ailleurs, en 2016, EDF a initié le projet Ecocombust, visant à mettre au point un combustible à base de déchets verts et de bois-déchet. Le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust. Ce programme de travail doit permettre de qualifier en 2020 les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. Sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans technique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'État et les collectivités, EDF a pour objectif d'engager la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Ce combustible serait utilisé en co-combustion avec une proportion minoritaire de charbon dans les chaudières de la centrale de Cordemais à partir de 2022.

Plus généralement, le Groupe travaille à optimiser la performance de l'ensemble de son parc thermique.

Fermeture du parc fioul

EDF a arrêté définitivement l'exploitation de la centrale thermique d'Aramon le 1er avril 2016, de celle de Porcheville et de la tranche 2 de Cordemais au printemps 2017, ces unités n'étant quasiment plus sollicitées depuis plusieurs années.

EDF a également arrêté définitivement la dernière tranche fioul (Cordemais 3) au printemps 2018.

Modernisation du parc de production thermique avec les cycles combinés au gaz naturel

EDF a mis en service en 2011 un premier Cycle Combiné au Gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod, puis deux cycles combinés à Martigues en 2012 et 2013, et enfin un cycle combiné de nouvelle génération à Bouchain en 2016 en partenariat avec General Electric. Cette modernisation du parc thermique permet d'en réduire les émissions atmosphériques de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre.

Les CCG de Martigues résultent de la transformation (*repowering*) des anciennes tranches fioul, dont une partie des installations (turbine à vapeur, condenseur ou installations de traitement d'eau) a été réutilisée. Le *repowering* d'une tranche de cette puissance est une première en Europe. La puissance installée du site de Martigues est de 930 MW et le rendement est de plus de 50 %, nettement supérieur à celui des tranches thermiques charbon par exemple.

Le CCG de Bouchain est équipé de la nouvelle turbine de grande puissance de General Electric, la « 9HA ». Ce Cycle Combiné, aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (près de 600 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %, contre un rendement moyen pour un CCG standard de 57 à 58 %), présente de bonnes performances environnementales avec des émissions de CO_2 de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne, soit une division par 3 par rapport à celles de l'ancienne centrale charbon voisine arrêtée en 2015. Il a atteint, dans des conditions particulières d'exploitation, un rendement record de 62,22 %. S'agissant d'un prototype, il a fait l'objet de tests depuis sa mise en service à l'été 2016 et ce jusqu'au transfert de la propriété de General Electric à EDF réalisé en décembre 2017. L'installation a fonctionné de manière soutenue en 2019 (6 015 heures) et a produit 2,8 TWh.

Évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc thermique est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air (voir section 1.5.3.1 « Réglementation applicable aux installations thermiques en France »).

En 2019 le parc thermique EDF France continentale a émis 5,4 millions de tonnes de CO_2 (contre 6,4 millions de tonnes en 2018) pour une production électrique nette d'environ 9,85 TWh (contre 11 TWh en 2018). Le contenu CO_2 du kWh produit par le parc thermique d'EDF en France continentale en 2019 s'élève à 545 g/kWh net, soit l'empreinte CO_2 la plus faible de toute l'histoire du thermique à EDF (579 g/kWh net en 2018). Cette décarbonation du kWh thermique d'EDF résulte directement de la montée en puissance des CCG dans le mix de production thermique d'EDF, qui ont contribué à plus de 89 % de la production du parc thermique en 2019 (contre 62 % en 2018). Pour rappel, en 2010 le contenu CO_2 du kWh produit par le parc thermique EDF France continentale était encore de plus de 900 gCO_2/kWh net.

En 2019 le parc thermique EDF France continentale a par ailleurs émis 0,7 kt de SO_2, 2,6 kt de NO_x et 0,02 kt de poussières. Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants du parc thermique EDF ont été réduits par rapport à 2010 de 4 fois pour les NO_x, de plus de 10 fois pour le SO_2 et plus de 20 fois pour les poussières. Ces réductions drastiques d'émission ont été rendues possibles par la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes, la rénovation et l'installation d'équipement de traitement des fumées aux meilleurs techniques disponibles sur les centrales les plus récentes, l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite et enfin par la mise en service de cycles combinés au gaz naturel peu polluants.

Les performances environnementales du parc thermique d'EDF en France continentale s'inscrivent ainsi pleinement dans les objectifs fixés par la nouvelle politique Développement Durable du groupe EDF signée en juin 2018, et en particulier :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre du groupe EDF en cohérence avec la trajectoire fixée par le Groupe afin d'atteindre moins de 30 millions de tonnes en 2030 (Objectif De Responsabilité d'Entreprise n° 1 du groupe EDF) ;
- réduire les émissions dans l'air de SO_2, de NO_x et de poussières du groupe EDF de 50 % entre 2005 et 2020.

1.4.1.4.3 Production et performances techniques

La production thermique a représenté 9,85 TWh en 2019 avec un fonctionnement moindre qu'en 2018 compte tenu de la stagnation de la consommation France.

En 2019, les tranches charbon ont fourni 0,8 TWh, les CCG 8,8 TWh et les TAC 0,2 TWh. La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le thermique. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales.

La fiabilité du parc thermique a été confirmée en 2019 et se situe au niveau des standards européens. La capacité d'adaptation du parc à un fonctionnement soutenu a été démontrée. Les taux de réponse des turbines à combustion (TAC) aux appels de l'optimiseur et de RTE ont été très bons. En situation d'équilibre offre-demande tendu, les turbines à combustion ont pleinement joué leur rôle vis-à-vis de la sécurité du système.

Déconstruction des tranches arrêtées

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction des tranches de son parc thermique arrêtées ou dont l'arrêt est programmé. Les provisions relatives à ces opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2019 », note 33 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

EDF a poursuivi en 2019 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation. Les principaux travaux réalisés en 2019 ont concerné des opérations de désamiantage sur les tranches de Cordemais et du Havre et de déconstruction sur les sites de Cordemais, de Vitry et de Richemont.

Dans la continuité de ces opérations, EDF a engagé et réalisé un certain nombre d'activités d'expertise et de dépollution des sols, en particulier sur les sites d'Ambès, de Loire-sur-Rhône et de Porcheville.

EDF est par ailleurs attentif à préserver au mieux le potentiel de ses sites par une allocation raisonnée des espaces et la mise en œuvre d'une veille locale sur la réglementation d'urbanisme propre à sécuriser ses besoins.

Cette gestion différenciée des espaces et des sols permet de libérer progressivement le foncier d'EDF de contraintes d'occupation (libération de nouvelles ressources

foncières, de potentiel de biodiversité ou de désartificialisation des sols) en tenant compte des nouveaux besoins du Groupe, tout en accompagnant les territoires dans le développement de nouvelles activités.

1.4.1.5 Production à partir des énergies renouvelables et stockage

Les énergies renouvelables [1] (hydraulique, éolien, solaire, biomasse, géothermie, énergies marines, etc.) connaissent au niveau mondial un développement soutenu.

L'hydraulique est la première des énergies renouvelables électriques dans le monde, avec une capacité cumulée installée estimée à 1 293 GW [2], dont 121 GW de capacité de stockage par pompage. Elle conserve des perspectives de développement importantes dans certaines régions, même si elle est proche de son potentiel maximal d'exploitation dans beaucoup de pays développés. Selon l'AIE, sur la période 2019-2040, l'hydraulique devrait représenter environ 8 % des capacités nouvelles.

Dans l'éolien terrestre, la capacité cumulée installée atteint 540 GW [3] en 2018 dans le monde (dont 180 GW en Chine) contre 496 GW un an plus tôt (dont 162 GW en Chine). Selon l'AIE, sur la période 2019-2040, l'éolien devrait représenter 20 % des capacités nouvelles.

Dans l'éolien maritime, la capacité cumulée installée atteint 23 GW [4] en 2018 dans le monde contre 19 GW un an plus tôt. Selon l'AIE, sur la période 2019-2040, les capacités installées dans l'éolien maritime pourrait être multipliées par quinze.

Dans le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde atteint 480 GWc [5] contre 386 GWc un an plus tôt, soit une progression de 24 %. Ce sont aujourd'hui très largement l'éolien, le solaire et la biomasse qui portent le développement des filières renouvelables. Selon l'AIE, sur la période 2019-2040, le solaire photovoltaïque devrait représenter 35 % des capacités nouvelles.

Le groupe EDF est aujourd'hui le *leader* européen des énergies renouvelables, et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne ; la production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe avec 23 GW installés et 267 [6] grands barrages dans le monde. Le Groupe est également leader dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire. L'ambition d'EDF en termes de capacité nette installée dans l'éolien et le solaire est d'atteindre 18,0 GW fin 2023. Au total les énergies renouvelables représentent déjà un quart de la capacité totale du Groupe.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.2.1.2 « EDF, entreprise engagée pour le développement des énergies renouvelables ».

CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2019

(en MW)	Hydraulique	Eolien	Photo-voltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 548	1 503	260	231	1	240	22 783
Europe hors France	1 079	1 778	96	4	-	-	2 957
Amérique	205	3 943	833	-	-	-	4 980
Asie	432	279	179	-	-	-	890
Afrique	-	323	381	-	-	-	705
CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES TOTALES	**22 264**	**7 827**	**1 749**	**235**	**1**	**240**	**32 315**

Le stockage d'électricité s'est développé dès les années 1970, avec la construction de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) de l'eau des barrages montrant ainsi l'intérêt économique du stockage d'électricité en France et dans plusieurs autres pays.

Aujourd'hui, le stockage d'électricité revêt des formes multiples. On trouve des technologies de stockage sous forme d'énergie mécanique (volant d'inertie, retenue d'eau en hauteur), électrochimique (batterie, batterie à flux), chimique (gaz produit par électrolyse puis alimentant une pile à combustible), chacun d'eux ayant ses propres caractéristiques (maturité, puissance, rendement d'énergie restituée, densité énergétique, rapidité de réponse, durée de vie…).

Même si les technologies de stockage doivent encore relever des défis pour permettre d'accélérer leur déploiement, les progrès rapides de ces dernières années créent déjà de nouvelles opportunités pour élaborer des solutions répondant aux attentes des populations d'avoir accès à une électricité fiable, peu chère ou renouvelable et locale. D'après l'AIE, en 2018, les capacités de stockage par batterie installées dans le monde sont de 8 GW et devraient connaître un fort développement. L'AIE projette que la capacité installée de stockage par batterie dans le monde pourrait atteindre entre 300 et 550 GW en 2040.

(1) Les énergies renouvelables ou énergies vertes sont issues de l'utilisation de ressources naturelles qui se renouvellent assez rapidement pour être considérées comme inépuisables à l'échelle de l'homme.
(2) Source des capacités hydrauliques dans le monde : Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA).
(3) Source des capacités éoliennes terrestres dans le monde : Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA).
(4) Source des capacités éoliennes maritimes dans le monde : Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA).
(5) Source des capacités photovoltaïques dans le monde : Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA).
(6) Décompte réalisé en 2019, selon la classification française (décret 2015-526) des barrages de classe A et B (dont la hauteur est supérieure à 10 mètres). Nombre de grands barrages en données brutes, indépendamment du taux de détention du groupe EDF dans les ouvrages. Nombre de grands barrages en consolidation nette : 262.

Indicateur clé de performance extra-financière (voir table de concordance DPEF en section 8.5.4). Capacités de production d'électricité, à hauteur de la participation du groupe EDF dans chaque actif.

1.4.1.5.1 Production hydraulique en France

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques en France continentale a représenté 39,7 TWh en 2019 (pompage compris) soit 9 % de sa production totale d'électricité.

1.4.1.5.1.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

L'hydroélectricité est la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire et la première source d'électricité renouvelable en France. Cette filière est importante pour le système électrique à plusieurs titres, notamment en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau.

Le parc hydraulique d'EDF SA [1] en France continentale comprend 432 centrales à fin 2019, avec un âge moyen de 75 ans [2] :

Centrales hydrauliques	31/12/2019	31/12/2018
PUISSANCE MAXIMALE TOTALE *(EN GW)*	**20,1**	**20,0**
PRODUCTION TOTALE STEP COMPRISE * *(EN TWH)*	**39,7**	**46,5**
Consommation par pompage (en TWh)	6,3	7,3

* *Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.*

Par ailleurs EDF exploite d'autres centrales dans le cadre de filiales rattachées soit à EDF SA soit à Edev. Ces ouvrages sont exploités avec les compétences et les savoir-faire du métier hydraulique d'EDF SA.

Au périmètre de la France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif Central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors Outre-mer et Corse), soit 23 % de la capacité installée du parc d'EDF, pour une énergie productible annuelle d'une quarantaine de térawattheures.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées, dans le cadre d'une gestion multi-usages de l'eau (détaillée section 1.4.1.5.1.4 « les enjeux de la production hydraulique »). Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en base ou en pointe, qui offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation : des aménagements « au fil de l'eau », comme sur le Rhin, qui ne possèdent quasiment pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment ; des éclusées avec une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinées à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée pour couvrir les pointes de demande ; des aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif Central et Pyrénées) ; des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) qui permettent de pomper l'eau du bassin aval vers le bassin amont en période de prix faibles, de manière à constituer un stock qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval) ; une usine marémotrice sur la Rance qui, en utilisant le mouvement ascendant et descendant de la marée, fournit de l'électricité de manière très régulière.

Catégorie d'aménagement	Puissance de turbinage	Productible moyen sur 50 ans
Fil de l'eau	3,6 GW	16,5 TWh
Lac	8,2 GW	14,5 TWh
Éclusées	3,1 GW	8,1 TWh
Transfert d'Énergie par Pompage	5,0 GW	1,5 TWh
Marémotrice	240 MW	0,5 TWh

1.4.1.5.1.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur (voir section 2.2.4 « Performance opérationnelle » – facteur de risque « 4B atteinte à la sûreté hydraulique »). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation, par l'information auprès des usagers (campagnes de communication, information des intervenants en rivière, mobilisation d'hydroguides en période estivale) concernant les variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État. Parmi les barrages les plus importants, 67 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») mise en œuvre par le préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière des barrages, notamment par une auscultation continue.

De plus, pour chacun des 239 barrages classés A et B (selon la réglementation française issue du décret 2015-526 du 12 mai 2015 relatif aux règles applicables aux ouvrages construits ou aménagés en vue de prévenir les inondations et aux règles de sûreté des ouvrages hydrauliques, codifié dans le Code de l'environnement), une étude de dangers est réalisée tous les dix ans ou quinze ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Ces études consolident une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées qui s'avèrent satisfaisantes [3], et incluent un diagnostic complet opéré avec des moyens subaquatiques ou une vidange de la retenue. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État. Depuis 2006, les programmes d'ingénierie du parc hydraulique en exploitation sur les volets sûreté et performance se poursuivent avec un fort niveau d'investissement, en assurant un pilotage particulier des opérations majeures à enjeux de sûreté en y apportant une visibilité nationale. L'objectif est la mise à niveau technique et la maintenance renforcée des ouvrages, afin de maintenir dans la durée un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver les performances techniques du parc.

(1) EDF Hydro soit EDF SA en France continentale, hors filiales contrôlées ou non, y compris frontalières.
(2) Moyenne arithmétique.
(3) Pour en savoir plus, consulter le rapport 2019 de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.

1.4.1.5.1.3 La performance du parc de production hydraulique

EDF a consacré, en 2019, plus de 470 millions d'euros au périmètre de la France continentale pour le développement et la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

Un parc fortement automatisé et surveillé à distance

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance des centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, qui représentent plus de 15 GW, soit environ 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis quatre centres de conduite capables de modifier leur programme de fonctionnement à tout instant pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Afin d'améliorer la fiabilité des centrales les plus importantes, EDF surveille depuis 5 centres régionaux d'exploitation les paramètres physiques (température, vibration, etc.) des machines, permettant de détecter au plus tôt toute dérive et ainsi d'éviter des incidents par une meilleure connaissance de l'état et du comportement en fonctionnement du matériel.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2019

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2019 se caractérise par une bonne performance de production liée à la concrétisation des chantiers de transformation, de pilotage par le cash, d'optimisation des indisponibilités en fonction des besoins et des prix du marché et d'une production impactée par des conditions hydrologiques très déficitaires jusqu'en octobre.

La production d'électricité d'origine hydraulique en France continentale a été de 39,7 TWh hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage.

Les indicateurs de production 2019 traduisent un niveau de performance très satisfaisant, avec un taux de perte interne[(1)] de 4,0 % (4.5 % en 2018). Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage reçus par les centrales, s'établit à 99,3 % (99,2 % en 2018). Le taux d'avarie est de 4,0 % en 2019.

Après avoir modernisé la maintenance et l'exploitation de son parc hydraulique au travers notamment de la rénovation des installations électriques, du contrôle-commande et des outils informatiques de gestion, de maintenance et d'exploitation, EDF poursuit les travaux d'optimisation du patrimoine et de modernisation des actifs.

En anticipation des besoins liés au développement des énergies renouvelables variables (éolien, solaire), l'accent est mis sur l'accroissement de la flexibilité des moyens de production hydroélectriques et sur l'adaptation de la conduite des centrales pour capter les opportunités offertes par le développement des marchés européens infra-journaliers de l'électricité.

1.4.1.5.1.4 Les enjeux de la production hydraulique

La loi énergie climat du 8 novembre 2019 a fait du développement hydroélectrique l'un des objectifs de la politique énergétique française. EDF a décidé de mettre en œuvre une organisation adaptée aux enjeux d'amélioration du productible hydraulique de ses installations. Au-delà de la production d'énergie renouvelable et de son développement, l'hydroélectricité joue aussi un rôle majeur dans la gestion de la ressource en eau sur les territoires.

Les enjeux du renouvellement des concessions

En France, les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État pour les ouvrages dont la puissance est supérieure ou égale à 4,5 MW et dans le cadre d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir sections 1.5.3.3 « Réglementation applicable aux installations hydrauliques et aux autres installations d'énergie renouvelable » et 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » – facteur de risque 1C « Évolution du cadre réglementaire des concessions hydrauliques »).

EDF exploite 80 % de la capacité hydroélectrique en France continentale et 66 % de la production hydroélectrique en énergie.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 13 concessions échues au 31 décembre 2018, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dits des « délais glissants », ainsi défini par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Dans ce contexte, EDF se prépare au renouvellement des concessions dans le cadre juridique rappelé dans la section 1.5.3.3 alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation. Sur ce sujet, les discussions se poursuivent entre l'État et la Commission européenne (CE) sur la résolution de deux mises en demeure. En effet, la CE a ouvert une procédure contre la France concernant les concessions hydroélectriques, sur le fondement de l'article 106 § 1 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) lu en combinaison avec l'article 102 du même traité. Dans ce cadre, la CE a adressé à l'État français le 22 octobre 2015 une lettre de mise en demeure, dans laquelle elle considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions précitées en ce que ces mesures renforceraient la position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail. L'État a répondu à cette mise en demeure, ce qui a amorcé une phase d'échanges contradictoires avec la CE et ne préjuge pas de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a reçu une copie de la mise en demeure et a adressé ses observations à la CE le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée. Depuis, EDF a été associé à certains échanges entre l'État et la CE, notamment pour apporter des précisions d'ordre technique sur le fonctionnement du marché français. Ces échanges se sont poursuivis en 2019 notamment au vu de la dynamique sur le marché français.

Par ailleurs, le 7 mars 2019, la CE a adressé à la France une lettre de mise en demeure relative au renouvellement des contrats des concessions hydroélectriques. Sept autres États membres ont également reçu une mise en demeure (mise en demeure de l'Autriche, l'Allemagne, la Pologne, la Suède et du Portugal et Royaume-Uni, et deuxième lettre de mise en demeure complémentaire à l'Italie). Plus précisément sur le cas de la France, la CE a invoqué d'une part, des problèmes d'application du droit européen de la commande publique à ces renouvellements et, d'autre part, des problèmes de non-conformité de la législation française régissant de tels renouvellements avec ce même droit européen de la commande publique. L'État disposait d'un délai de deux mois pour répondre à la CE.

Le développement

Ces dernières années, EDF a engagé plusieurs projets majeurs de développement sur son parc hydraulique et qui arrivent aujourd'hui à leur terme :

- la construction d'une nouvelle STEP de 240 MW à la Coche dont l'inauguration a eu lieu au 4e trimestre 2019 ;
- la rénovation et l'augmentation de puissance des groupes de la centrale de La Bathie qui a permis de porter la puissance de cet aménagement à 600 MW et dont le chantier s'est achevé en 2019 ;
- le projet neuf de Romanche Gavet (93 MW de puissance pour un productible de 55 GWh) et dont la mise en service est prévue en 2020.

EDF entend poursuivre cette dynamique de développement. En effet, l'énergie hydraulique constitue un élément essentiel de la transition énergétique à la fois par le caractère décarboné de sa production mais aussi par sa flexibilité et sa capacité de stockage sans commune mesure avec les autres moyens de stockage d'énergie.

(1) La perte interne est l'énergie des débits non turbinés dont les volumes n'ont pas pu être stockés. Le taux de perte interne est obtenu en divisant la perte interne par la production réalisée de l'année à laquelle on rajoute la perte interne.

Plusieurs leviers seront mis en œuvre pour répondre à cette ambition :

- le développement de projets hydrauliques ultra-marins afin de répondre aux besoins identifiés dans les PPE de ces territoires ;
- la poursuite du turbinage des débits réservés. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour récupérer une partie de l'énergie associée à ces débits minimaux réglementaires, ajoutant ainsi une puissance totale supplémentaire aux 4,5 MW déjà mis en service depuis 2015. De nouveaux projets sont en cours d'étude avec des mises en service échelonnées d'ici à 2020 ;
- des augmentations de puissance d'ouvrages sous concession. Une disposition de la loi Énergie-Climat du 8 novembre 2019 a introduit la faculté d'utiliser une procédure de déclaration pour réaliser une augmentation de puissance, sous réserve du respect de plusieurs conditions, dont l'acceptation de l'autorité administrative. EDF projette de lancer des études d'augmentation de puissance sur plusieurs aménagements en 2020 ;
- le renforcement des ambitions sur le segment dit de « la petite hydraulique » en France métropolitaine (installations de petite et moyenne puissance majoritairement, inférieure à 12 MW mais pouvant atteindre parfois 20 à 30 MW) sur deux axes. Le premier concerne l'amélioration de la performance de ce segment sur le parc existant avec une gestion patrimoniale dédiée à ces 237 centrales (productible de 5 500 GWh en 2019) dans une logique *profit & loss*. Le second vise un objectif de 60 MW de puissance additionnelle sur ce segment, *via* des acquisitions et quelques cessions, notamment par le développement de projets dits « *greenfield* » dans le cadre des appels d'offres CRE (EDF a ainsi remporté, *via* sa filiale SHEMA, 5 projets pour un total de 9,4 MW) et des augmentations de puissance sur le parc existant ;
- enfin le développement de projets majeurs pour répondre à la fois aux besoins de stockage de la transition énergétique mais aussi aux besoins croissants de soutien d'étiage dans un contexte de changement climatique. Ainsi les STEP ont un rôle majeur à jouer dans le cadre de la transition énergétique et de l'intégration des énergies variables dans le système électrique français. EDF entend pleinement valoriser cet actif hydraulique au travers du plan stockage en France et à l'international. En particulier, EDF porte un projet important sur la vallée de la Truyère, dans le cadre d'un projet de prolongation des concessions de la Truyère et du Lot Amont, pour répondre aux besoins de stockage. Il a été déposé par le gouvernement français en avril 2017 à la Commission européenne et est en attente d'une autorisation de principe préalable à la démarche formelle de notification.

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

EDF a toujours été soucieux d'assurer un développement durable et partagé des vallées hydrauliques et des territoires économiques en proximité des ouvrages de production. Ces territoires, souvent ruraux, parfois isolés, sont toujours en recherche d'adaptation en réponse aux évolutions de leur environnement, qu'il soit économique, sociétal, ou même climatique.

Dans ce contexte, EDF affiche l'ambition d'un ancrage territorial fort, articulant une stratégie de concessionnaire responsable basée sur le dialogue et la co-construction avec l'ensemble de ses parties prenantes et un soutien au développement économique local au travers de ses agences « Une rivière, un territoire » :

- la démarche de concessionnaire hydroélectrique responsable d'EDF s'illustre par un travail collaboratif avec les acteurs économiques, politiques et associatifs ainsi que les riverains, en proximité des ouvrages hydrauliques exploités. Elle s'articule autour de deux leviers principaux : la maximisation des retombées économiques pour les territoires hydrauliques des activités hydroélectriques permettant notamment de disposer de tissus industriels locaux (référencement dans les panels fournisseurs de plus de 1 000 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique) mais aussi de services locaux bénéficiant à tous les acteurs de la vallée. La première évaluation de l'empreinte emploi des activités hydroélectriques EDF en France métropolitaine est estimée à près de 3 280 emplois indirects ;
- un dialogue permanent avec les parties prenantes des territoires hydrauliques *via* la concertation (« Parlons Tourisme » en Corrèze, préparation du nouveau référentiel de niveaux d'eau dans l'estuaire de la Rance applicable en 2020 pour garantir l'adéquation aux enjeux des acteurs de la Rance maritime), la co-construction avec les acteurs du territoire de projets porteurs de valeur (démarches de développement territorial comme « I Lac it » sur le Tarn), ou encore le développement de portails d'échange d'informations et de données multiservices au quotidien (application « Ma Rivière & Moi » sur plusieurs vallées des Alpes, des Pyrénées et du Massif Central).

Ces deux leviers sont également mobilisés à l'occasion de chantiers significatifs dans le cadre de la démarche « Chantier d'Avenir ». En 2019, cette démarche a contribué à ancrer dans leur territoire les chantiers hydroélectriques de La Coche en Savoie et Sabart en Ariège, selon un principe de partage des bénéfices avec le territoire *via* les retombées économiques, l'emploi local et un dialogue renforcé et continu avec les riverains et autres acteurs locaux.

EDF a lancé en 2012, un programme dédié : « Une rivière, un territoire » qui a poursuivi son développement par l'ouverture de la 8e agence dédiée à la Vallée du Rhin. Ce programme de proximité a permis, depuis 2013, de créer ou de préserver près de 340 emplois dans les vallées par des prêts à plus d'une quarantaine d'entreprises locales. Les 8 agences « Une rivière, un territoire » déploient des stratégies d'action propres aux spécificités de leurs territoires d'implantation, pour intégrer par et pour l'emploi, développer les activités économiques durables dans les vallées, accompagner des porteurs de projets publics ou privés, et développer l'innovation dans ces territoires principalement ruraux.

La gestion de l'accès à l'eau

Les barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de plus de 7 milliards de mètres cubes d'eau. Associés à la production électrique, les aménagements hydrauliques sont également sollicités pour intervenir dans la gestion de l'eau, ce qui est une contribution importante d'EDF à la vie et au développement économique des territoires.

Ainsi, EDF assure une forme d'écrêtement de débits lors des périodes de crues et un service de soutien d'étiage pendant les périodes de sécheresse.

Ces actions sont menées par EDF au bénéfice des milieux aquatiques et des autres usages de l'eau, sur les bassins de la Garonne, de l'Aude, de l'Ardèche, de la Vienne et de la Moselle. EDF garantit également sur les grands réservoirs des niveaux d'eau, les cotes touristiques qui permettent le développement d'usages récréatifs et d'une économie du tourisme dans des démarches concertées. De même, EDF assure également, sur certaines rivières, des débits d'eau permettant des activités sportives et de loisir en rivière (canoë-kayak…).

Les retenues du complexe Durance-Verdon et de Saint-Cassien (Alpes-Maritimes) jouent également un rôle fondamental pour l'irrigation des cultures en Provence ou encore l'alimentation en eau potable de la Côte d'Azur.

La gestion de l'eau est assurée en concertation avec les différentes parties prenantes, ce qui peut se formaliser par des conventions avec les élus locaux, pêcheurs, agriculteurs, responsables de sites touristiques et industriels. EDF est en effet un acteur à part entière de la gouvernance de la gestion de l'eau dans les territoires. EDF a ainsi mis en place une mission originale de « délégués coordonnateurs de Bassin » qui permet d'organiser et d'assurer une présence de tous les métiers d'EDF dans les instances de l'eau comme les Comités de bassin ou les Conseils d'administration des agences de l'eau. Cette représentation et cette action coordonnée au sein d'EDF dans la gestion de l'eau garantissent la durabilité de nos activités et la gestion partagée des ressources en eau.

EDF veille constamment à réduire les impacts de ses ouvrages sur la biodiversité aquatique, à travers le respect des débits réservés, l'équipement des ouvrages en dispositifs de franchissements piscicoles sur les cours d'eau classés ou encore l'adaptation des conditions d'exploitation à la fragilité des milieux.

1.4.1.5.2 Énergie éolienne et solaire photovoltaïque

1.4.1.5.2.1 L'énergie éolienne

Une éolienne est un dispositif qui capte l'énergie du vent et la transforme en énergie électrique. On distingue :

- l'éolien terrestre (*onshore*) : il s'agit d'une filière éprouvée, dont la compétitivité continue de s'accroître et s'approche aujourd'hui de celle des filières conventionnelles, voire l'atteint dans certaines zones. Elle bénéficie de mesures économiques incitatives dans de nombreux pays, mais de plus en plus de projets sont développés sans mécanisme de soutien (voir section 1.5.3.3.2.2 « Réglementation applicable à la production de l'énergie éolienne »). La puissance moyenne des éoliennes terrestres installées dans le monde est supérieure à 2 MW et on observe une croissance régulière de cette puissance. La filiale dédiée au développement de cette énergie au sein du Groupe est EDF Renouvelables. Les filiales Luminus et Edison disposent également d'une activité dans l'éolien terrestre ;
- l'éolien en mer (*offshore*) : il s'agit d'une filière en plein développement et dont le coût a considérablement baissé ces dernières années. Le développement de la filière est notamment soutenu par l'organisation d'appels d'offres dédiés dans différents pays. Les atouts de cette filière sont la puissance unitaire importante des éoliennes (supérieure à 5 MW en général et jusqu'à 12 MW désormais) ainsi que le productible plus élevé du fait de vents plus constants. Du fait de la

spécificité maritime, la filière présente des enjeux particuliers en termes de construction, d'exploitation et de maintenance. Le groupe EDF a décidé d'accroître progressivement son investissement dans l'éolien *offshore*, dont les perspectives de développement sont intéressantes dans certains pays clés du Groupe, dont la France et le Royaume-Uni.

1.4.1.5.2.2 L'énergie solaire photovoltaïque

Le principe de fonctionnement du solaire photovoltaïque est de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. Le solaire photovoltaïque trouve deux types d'utilisation : soit il est raccordé au réseau électrique, soit il permet de produire de l'électricité sur des sites isolés. Le photovoltaïque raccordé au réseau connaît une croissance continue dans le monde sur deux marchés : les centrales au sol et le solaire sur toitures résidentielles et bâtiments.

Le coût de la production d'électricité d'origine solaire a considérablement baissé ces dernières années. Il subsiste toutefois des marges de progression significatives, qui reposent notamment sur l'innovation mais aussi sur l'amélioration des processus industriels. Dans cette optique, la R&D d'EDF conduit des recherches sur les technologies photovoltaïques, dans le cadre de l'Institut de recherche et de développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP), créé en partenariat avec le CNRS et l'École nationale supérieure de chimie de Paris.

1.4.1.5.3 Autres énergies renouvelables

1.4.1.5.3.1 La biomasse et le biogaz

Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou de résidus de l'exploitation forestière.

Les biocombustibles sont d'origines très diverses. Il existe trois catégories de filières énergétiques : les installations de combustion de matières végétales (bois, résidus agricoles) ou animales, les installations de production de biogaz (gaz produit par fermentation de matières organiques animales ou végétales) et les installations d'incinération d'ordures ménagères.

Enfin, par le biais de ses participations, le Groupe détient des parts en France (notamment au travers de sa filiale Dalkia, voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia ») et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible.

1.4.1.5.3.2 L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre (en moyenne, 3 °C tous les 100 mètres). Dans certaines régions, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, d'eau ou de vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres.

La vapeur d'eau extraite du sous-sol est aussi utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source de production d'électricité à partir de vapeur. Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'est associé à plusieurs partenaires (parmi lesquels ÉS et des énergéticiens allemands) dans le cadre d'un groupement européen qui développe et exploite une unité prototype de production d'électricité géothermique dans des roches cristallines chaudes et naturellement fracturées à Soultz, en Alsace.

1.4.1.5.3.3 Le stockage par batterie

Une batterie électrochimique est un système constitué notamment de cellules, elles-mêmes constituées d'électrodes, d'un séparateur et d'un électrolyte. La nature des électrodes et de l'électrolyte varie selon la technologie de la batterie : plomb, lithium, nickel-cadmium, etc. Le coût des batteries a baissé de façon considérable ces dernières années.

Le stockage d'énergie est une filière en plein essor à laquelle EDF prend part avec le plan Stockage (voir section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables ») dont une partie sera réalisée par le déploiement de batteries qui permettent notamment de lisser la production des ENR intermittentes.

1.4.1.5.3.4 Autres technologies

Les énergies renouvelables couvrent un large champ de filières et de technologies. Pour préparer l'avenir, EDF Renouvelables est chargé au sein du groupe EDF de détecter les filières prometteuses et, avec le soutien des équipes R&D du Groupe ou de partenaires industriels, prend part à l'émergence de nouvelles technologies.

Le solaire dit à concentration fait partie de ces filières prometteuses explorées par EDF Renouvelables. Cette technologie permet de produire de l'électricité mais aussi de stocker de l'énergie.

1.4.1.5.4 EDF Renouvelables

Hors hydraulique, l'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté en grande partie par sa filiale à 100 % EDF Renouvelables. L'ensemble des sociétés du groupe EDF Renouvelables employait 3 685 personnes au 31 décembre 2019.

EDF Renouvelables dispose de l'expertise qui lui permet d'assurer le développement du groupe EDF dans les énergies renouvelables, en particulier dans les domaines de l'éolien terrestre et en mer, du solaire photovoltaïque. EDF Renouvelables s'inscrit dans la dynamique du marché des renouvelables en restant très présent dans l'éolien terrestre et maritime tout en accélérant dans la filière solaire photovoltaïque. EDF Renouvelables poursuit également son développement dans le secteur du stockage en cohérence avec le Plan Stockage d'EDF qui vise 10 GW de nouvelles capacités d'ici 2035, dont 4 GW de batteries de grande échelle. Enfin, EDF est présent dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire en toiture) sur le marché des particuliers et des clients entreprises en France (*via* la filiale EDF ENR) et plus récemment aux États-Unis et en Chine sur le marché des clients entreprises (*via* des filiales d'EDF Renouvelables).

EDF Renouvelables s'inscrit dans une dynamique de forte croissance de ses capacités installées (+ 11 %/an en moyenne sur les cinq dernières années). Au 31 décembre 2019, EDF Renouvelables dispose d'une capacité installée brute de 12 606,6 MW, d'une capacité nette installée de 8 123,2 MW et de 5 041,3 MW bruts en cours de construction. Le portefeuille de projets [(1)], hors projets de stockage, représente 30,4 GW fin 2019. L'ambition du groupe EDF en termes de capacité nette installée renouvelables (hors hydraulique) est d'atteindre 18 GW en 2023.

Présent dans plus de 20 pays, EDF Renouvelables figure parmi les acteurs de référence du développement et de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, notamment dans ses principales zones d'implantation historiques que sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, à commencer par la France et le Royaume-Uni. EDF Renouvelables a par ailleurs engagé un rééquilibrage géographique de ses activités en renforçant sa présence dans d'autres pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables, tels que le Brésil, la Chine, l'Inde, les Émirats Arabes Unis, l'Arabie Saoudite ou l'Égypte.

EDF Renouvelables est un acteur intégré du secteur des énergies renouvelables, qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF Renouvelables est actif en amont dans le développement de projets, puis dans l'ingénierie lors de la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites. Selon les cas, EDF Renouvelables développe des projets seul ou en partenariat.

Dans le cadre de son modèle d'activités, le Groupe réalise également des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS), qui consistent à céder, en tout ou partie, des projets qu'elle a construits, à des tiers investisseurs. À ce titre, la capacité nette cédée sur l'année 2019 s'est élevée à 1 337 MW.

(1) Le portefeuille de projets incluant ceux relatifs au stockage s'élève à 32 GW.

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

	Au 31/12/2019		Au 31/12/2018	
(en MW)	**Brute** [1]	**Nette** [2]	**Brute** [1]	**Nette** [2]
Éolien				
États-Unis	3 424,5	2 605,4	3 704,5	2 605,5
France	1 652,6	1 485,3	1 536,0	1 328,1
Royaume-Uni [3]	591,7	184,6	591,7	184,6
Turquie	661,6	267,4	661,6	267,4
Portugal	546,5	205,0	546,5	205
Canada	784,7	618,4	724,7	588,4
Mexique	391,5	229,5	391,5	229,5
Italie	39,8	25,2	424,2	298,1
Belgique [4]	325,2	26,9	325,2	26,9
Grèce	264,5	238,2	264,5	238,2
Chine	219,3	102,6	219,3	102,6
Afrique du Sud	110,6	55,8	110,6	55,8
Maroc	0	0	50,4	50,4
Pologne	0	0	106,0	106,0
Inde	269,0	176,5	164,0	82,0
Brésil	182,0	182,0	182,0	182,0
Danemark	6,0	6,0	6,0	6,0
Allemagne	187,3	185,3	185,8	183,8
Chili	115,0	57,5	115,0	57,5
Total Éolien [5]	**9 771,6**	**6 651,6**	**10 309,2**	**6 797,8**
Solaire				
France	334,5	210,8	230,4	174,9
États-Unis	151,8	151,8	394,0	205,4
Énergies réparties (France) [6]	0	0	66,3	40,1
Israël	295,1	192,5	295,1	192,5
Inde	207,0	99,7	207,0	99,7
Italie	0	0	76,9	74,3
Canada	61,4	42,4	61,4	42,4
Grèce	12,1	12,1	12,1	12,1
Brésil	398,5	199,3	398,5	199,3
Chili	261,0	130,5	261,0	130,5
UAE	660,2	105,6	266,0	42,6
Chine	98,3	79,1	14,0	10,5
Mexique	119,6	119,6	119,6	119,6
Total solaire [5]	**2 766,0**	**1 426,6**	**2 402,3**	**1 343,8**
Autres filières				
Hydraulique	0	0	0,0	0,0
Biogaz	0	0	70,0	70,0
Biomasse	0	0	40,0	40,0
Stockage	69,0	45,0	69,0	45,0
Total autres filières [5]	**69,0**	**45,0**	**179,0**	**155,0**
TOTAL [5]	**12 606,6**	**8 123,2**	**12 890,5**	**8 296,6**

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Renouvelables est actionnaire.
(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Renouvelables.
(3) EDF Renouvelables détient 51 % d'EDF Renewables UK (les autres 49 % étant détenus par EDF Energy).
(4) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore exclusivement.
(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.
(6) Activité transférée en 2019 au sein du groupe EDF.

En 2019, la production électrique des parcs d'EDF Renouvelables consolidés en intégration globale et en mise en équivalence, toutes filières et tous pays confondus, a été de 23,4 TWh. Le facteur de charge à fin 2019 atteint 31 % dans l'éolien terrestre et 14 % dans le solaire.

Filière éolienne

Éolien terrestre (*onshore*)

Au cours de l'année 2019, EDF Renouvelables a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre pour contribuer à la stratégie CAP 2030 du groupe EDF. EDF Renouvelables totalise 9 771,6 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation à fin 2019. Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2019 le chiffre de 714,4 MW bruts, et au total les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 2 496,7 MW bruts au 31 décembre 2019.

France

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans l'éolien en mettant en service près de 119,7 MW supplémentaires en 2019, dont les parcs de Les Taillades (27,2 MW) en Lozère (Occitanie) et Pays d'Anglure (22 MW) dans la Marne (Grand Est). Au-delà de ces nouvelles capacités, plusieurs parcs éoliens sont en construction pour un total d'environ 171,2 MW, dont le parc de Longues Roies (47 MW). Le développement de l'éolien terrestre en France passe également par de l'innovation avec la réalisation de *repowering* ou renouvellement (remise à neuf d'une installation étant parvenue à sa fin) et la contractualisation de premiers « corporate PPA ». En lien avec Agregio, filiale d'EDF, des « corporate PPA » ont été signés avec MAISADOUR, un groupe coopératif basé dans les Landes, et FEDA (Forces Électriques D'Andorre). Les sites de MAISADOUR bénéficient ainsi d'un d'approvisionnement avec l'énergie produite par le parc éolien d'EDF Renouvelables de 12 MW situé sur la commune de Fitou (Aude). FEDA bénéficie d'électricité renouvelable provenant notamment de parcs éoliens EDF Renouvelables en région Occitanie.

Royaume-Uni

En 2019, EDF Renouvelables a signé avec Tesco deux contrats de vente d'électricité d'une durée de 15 ans portant sur 54 MW de projets d'énergie éolienne en Écosse. Pour la mise en œuvre de ces contrats, EDF Renouvelables prévoit la construction de deux parcs éoliens (dont le parc de Burnfoot East d'une capacité de 10,8 MW).

Allemagne

En 2019, EDF Renouvelables a acquis un portefeuille de projets éoliens d'une capacité d'environ 300 MW en cours de développement, auprès d'Altus AG, acteur allemand très bien implanté dans ce secteur.

Italie

En 2019, EDF Renouvelables a transféré ses actifs à Edison (voir section 1.4.5.2.4 « Activités d'EDF Renouvelables en Italie »).

Pologne

En 2019, EDF Renouvelables a cédé l'ensemble de ses parcs détenus en Pologne (106 MW).

États-Unis

EDF Renewables poursuit, en 2019, un développement soutenu dans l'éolien terrestre avec 1,132 GW de projets mis en construction. EDF Renewables a, par ailleurs, mis en service le parc éolien de Stoneray (100 MW) dans l'État du Minnesota et le projet de repowering de Bobcat Bluff (162 MW).

En complément des contrats classiques de vente d'électricité, EDF Renouvelables Amérique du Nord a développé la vente d'électricité par des contrats privés. Des contrats privés pour plus de 1 300 MW de capacités éoliennes ont été signés avec des entreprises telles que Google, Microsoft, Procter&Gamble ou Salesforce.

Canada

Le projet Romney (60 MW), détenu à 50 % par EDF Renouvelables Canada, a été mis en service. Par ailleurs, EDF Renouvelables Canada a signé un accord RESA (*Renewable Electricity Support Agreement*), accord de soutien avec l'AESO (*Alberta Electricity System Operator*), gestionnaire du réseau électrique de l'Alberta. Ce contrat d'une durée de 20 ans porte sur le projet de Cypress, d'une capacité de 201,6 MW. Ce projet s'inscrit dans le cadre d'un partenariat liant EDF Renouvelables, le Canada et la tribu des Gens-du-Sang (*Blood Tribe*), Première Nation.

Inde

Début 2019, EDF Renouvelables et le Groupe SITAC ont signé un contrat de vente d'électricité pour 300 MW de projet éolien en Inde.

Brésil

EDF Renouvelables Brésil se développe dans l'éolien en remportant des contrats de fourniture d'électricité long terme dans le cadre des enchères organisées par le régulateur brésilien et les distributeurs. En 2019, 292 MW de projets éoliens proposés par EDF Renouvelables ont été lauréats à ces enchères.

Arabie Saoudite

En 2019, EDF Renouvelables a pris pied en Arabie Saoudite en remportant, en consortium avec Masdar, l'appel d'offres concernant le projet éolien de Dumat Al Jandal. D'une capacité installée de 416 MW, ce parc éolien sera le premier d'Arabie Saoudite et le plus puissant du Moyen-Orient. La construction du parc a débuté à l'été 2019.

Mexique

EDF Renouvelables totalise 391,5 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation à fin 2019.

En décembre 2019, EDF a répondu à une mise en demeure adressée au titre de la loi Devoir de vigilance dans le contexte du projet de parc éolien Gunaa Sicaru porté par une filiale d'EDF Renouvelables au Mexique. En 2018, l'une des ONG signataire de cette mise en demeure avait saisi le point de contact national français de l'OCDE (PCN) sur ce même projet. Dans le cadre du processus de médiation de l'OCDE, le groupe EDF a participé à deux réunions de dialogue avec les demandeurs et a déjà apporté des éléments de réponse aux points soulevés.

Éolien en mer (*offshore*)

L'éolien *offshore* représente pour EDF Renouvelables un axe fort de développement. L'entreprise est déjà présente sur le marché de l'éolien en mer à travers plusieurs projets en développement, en exploitation ou en gestion d'exploitation et maintenance à travers l'Europe (Allemagne, Belgique, France, Royaume-Uni) et a l'ambition de contribuer significativement au développement de la filière de l'éolien en mer aux États-Unis.

En France, trois projets ont été remportés en 2012 suite à l'appel d'offres lancé par l'État, à savoir les parcs éoliens en mer de Fécamp, Saint-Nazaire et Courseulles-sur-Mer. Ils totalisent une capacité de près de 1 430 MW et représentent un investissement total d'environ 6 milliards d'euros. L'ensemble des demandes d'autorisation a été accordé pour ces trois projets. Le montage partenarial associe EDF Renouvelables, Enbridge et wpd pour les projets de Fécamp et Courseulles-sur-Mer. Pour le projet de Saint-Nazaire, EDF Renouvelables est associé à Enbridge. En 2018, l'État français a confirmé ces trois projets éoliens en mer et, à l'été 2019, le Conseil d'État a rejeté les recours portant sur l'autorisation d'exploiter du projet de parc éolien en mer de Saint-Nazaire. Il a également rejeté ceux portant sur les autorisations de concession d'occupation du domaine public maritime des projets de parcs éoliens en mer de Courseulles-sur-Mer et de Fécamp. La construction du parc éolien de Saint-Nazaire a été lancée en septembre 2019.

Le projet de Dunkerque a été remporté en juin 2019 suite à l'appel d'offres lancé par l'État. Le futur parc de Dunkerque aura une capacité installée de près de 600 MW. Le consortium gagnant est constitué d'EDF Renouvelables et des sociétés Innogy et Enbridge. Il assurera la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc éolien en mer de Dunkerque.

Par ailleurs, EDF Renouvelables Royaume-Uni a lancé en 2019 la construction du futur parc éolien en mer « Neart na Gaoithe » en partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB. Ce projet de 450 MW est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte Est de l'Ecosse. Il dispose de toutes les autorisations administratives et bénéficie d'un « Contract for Difference » (CfD) d'une durée de 15 ans au tarif de 114,39 £/MWh en livres sterling 2012, ainsi que des accords de raccordement au réseau. EDF Renouvelables s'est associé à ESB, première compagnie énergétique irlandaise, qui a pris une participation de 50 % dans le projet.

EDF Renouvelables États-Unis a constitué fin 2018 avec Shell New Énergies U.S. LLC (Shell) une joint-venture codétenue à parité (la société Atlantic Shores Offshore Wind, LLC). Cette joint-venture a pour objet de développer des éoliennes en mer sur un site localisé dans la zone d'énergie éolienne du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines. La zone couverte par le bail recèle un potentiel de production d'énergie éolienne en mer d'environ 2 500 MW. Cette zone bénéficie d'importantes et régulières ressources éoliennes dans des eaux relativement peu profondes, situées à proximité de grandes agglomérations fortement consommatrices d'électricité.

Enfin, EDF a conclu en 2019 un accord de partenariat avec l'électricien chinois China Energy Investment Corporation (CEI) en vue de la réalisation en commun de deux projets éoliens *offshore* en Chine. Les projets éoliens en mer de Dongtai IV et V représentent une puissance totale de 500 MW et seraient les premières réalisations *offshores* du groupe EDF en Chine.

Filière solaire photovoltaïque

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque dans la perspective d'un rééquilibrage entre technologies. À fin 2019, la capacité solaire installée s'élève à 2 766,0 MWc bruts (1 426,6 MWc nets), en augmentation de 82,8 MWc nets, soit + 6 %, par rapport à fin 2018. EDF Renouvelables dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 1 479,8 MWc bruts.

France

EDF Renouvelables a structuré sa démarche afin de contribuer au Plan Solaire d'EDF lancé par le Groupe en décembre 2017 qui vise à développer et construire, sur la période 2020-2035, 30 % des nouvelles capacités solaires photovoltaïques en France. EDF vise ainsi de devenir le leader du photovoltaïque en France avec 10 GWc en 2028 et 30 GWc en 2035. Afin d'accélérer sa croissance dans le solaire, EDF déploie une stratégie couvrant tous les segments de marché, qui repose sur un modèle intégré du développement des projets jusqu'à leur exploitation, sur la recherche de l'excellence industrielle et sur un investissement soutenu dans l'innovation. Cette stratégie s'appuie sur la recherche et développement d'EDF et sur le maillage territorial des équipes d'EDF dédiées aux collectivités et aux entreprises. Les terrains ciblés prioritairement sont des sites dits « dégradés », c'est-à-dire des friches industrielles, des sites pollués, délaissés ou d'anciennes carrières, qui peuvent bénéficier d'une seconde vie avec le développement de projets photovoltaïques.

Depuis l'annonce du plan solaire, EDF a réussi la phase préparatoire du plan. 2 000 ha de foncier ont été sécurisés, des projets à hauteur de 500 MWc ont été autorisés et, en 2019, la part de marché d'EDF dans les appels d'offres de la CRE a fortement augmenté avec 23 projets lauréats pour un total de 180 MWc. Les projets solaires mis en service en 2019 représentent un total de 24,2 MWc, soit une croissance de 20 %. Par ailleurs, EDF Renouvelables a acquis, en 2019, le Groupe LUXEL, acteur indépendant du solaire en France. Le portefeuille de Luxel, d'un gigawatt crête (1 GWc), est constitué de parcs déjà en exploitation et de projets prêts à être construits ou en cours de développement. Cette acquisition contribue à accélérer la croissance d'EDF Renouvelables dans le solaire et à atteindre les objectifs du Plan Solaire.

L'innovation est également en soutien du développement du solaire photovoltaïque avec notamment des projets de centrales flottantes et des campagnes de financement participatif. Lazer, le premier projet du groupe EDF de centrale solaire flottante situé sur le Buëch, dans les Hautes Alpes, a été sélectionné à l'appel d'offres solaire au sol lancé par le ministère de la Transition écologique et solidaire. Les panneaux solaires de ce projet d'une puissance maximale de 20 MWc seront installés sur 24 hectares sur la retenue hydroélectrique, soit les trois quarts de la surface totale du plan d'eau.

Certains projets font l'objet d'une campagne de financement participatif qui permet d'associer des habitants de la région au financement des projets concernés. C'était le cas, par exemple, des projets d'Aramon (5 MWc) dans le Gard et de Saint-Pargoire (11 MWc) dans l'Hérault qui ont fait l'objet d'un financement participatif sur la plateforme leader en investissement digital WiSEED.

Italie

En 2019, EDF Renouvelables a transféré ses actifs à Edison (voir section 1.4.5.2.4 « Activités d'EDF Renouvelables en Italie »).

États Unis

EDF Renouvelables Amérique du Nord s'est vu attribuer, en 2019, un contrat à long terme pour le projet photovoltaïque de Morris Ridge d'une capacité installée de 212 MWc/170 MWac. En complément des contrats classiques de vente d'électricité, EDF Renouvelables Amérique du Nord a développé la vente d'électricité par des contrats privés. Des contrats privés pour plus de 200 MWc de capacités solaires ont ainsi été passés avec des entreprises.

Mexique

Au Mexique, le Groupe a fait son entrée dans le solaire en remportant en 2016 le projet Bluemex, dans le cadre d'un appel d'offres national. Située dans l'état de Sonora, la centrale (119,6 MW) a été mise en service en juillet 2019.

Inde

Le Groupe développe son activité solaire en Inde au travers d'EDEN, la filiale commune créée à cet effet en 2016 par EDF Renouvelables et EREN Renewable Energy. En 2019, la filiale a signé quatre contrats de vente d'électricité dans le nord de l'Inde pour une capacité totale de 716 MWc.

Émirats Arabes Unis – Dubaï

EDF Renouvelables s'est allié au consortium mené par Masdar pour développer le projet « DEWA III » qui constitue la troisième phase (800 MWac) de l'un des plus puissants projets de parc solaire au monde, le parc solaire Mohammed bin Rashid Al Maktoum, qui est développé en partenariat avec Dubai Electricity et Water Authority (DEWA) près de Dubaï.

La mise en service de la centrale a été planifiée en trois tranches. Les deux premières tranches (500 MWac au total) ont été mises en service respectivement en 2018 et 2019. La mise en service de la dernière tranche est prévue en 2020.

Égypte

EDF Renouvelables s'est associé au groupe Elsewedy Electric, en vue de développer, construire et exploiter deux centrales photovoltaïques d'une puissance installée totale de 130 MWac. Situés dans le Sud de l'Égypte, ces deux projets font partie du complexe solaire de Benban de 1,8 GWac et sont assortis d'un contrat de vente d'électricité (PPA) d'une durée de 25 ans avec la société égyptienne de transport de l'électricité EETC. Les centrales photovoltaïques de Benban ont été mises en service en août 2019.

En 2019, EDF Renouvelables a annoncé une prise de participation stratégique dans la société Karm Solar, acteur majeur du marché émergent des producteurs d'énergie solaire indépendants en Égypte visant des clients privés. Karm Solar détient un portefeuille total de 170 MW de centrales solaires photovoltaïques opérationnelles, en construction ou en développement.

Maroc

EDF Renouvelables, en consortium avec Masdar et Green of Africa, a remporté en 2019 la première phase du projet solaire de Noor Midelt I au Maroc, avec une technologie hybride solaire-stockage qui constitue une première mondiale. Ce projet solaire hybride d'une capacité installée de 800 MW, associe de manière innovante deux technologies : l'énergie solaire concentrée (CSP) et le solaire photovoltaïque.

Exploitation et maintenance

EDF Renouvelables, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de la plupart de ses installations, aussi bien éoliennes que solaires. Cette activité, dédiée en priorité aux actifs éoliens ou solaires du groupe EDF est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF Renouvelables exploite 15,0 GW à fin décembre 2019 avec plus de 1 200 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur neuf pays. EDF Renouvelables est un acteur historique de l'exploitation-maintenance sur l'Amérique du Nord, où elle gère près de 11,3 GW. Ses positions en Europe et dans le reste du monde dépassent les 3,6 GW à fin 2019.

Cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs et par la stratégie d'exploitation définie au cas par cas en fonction des technologies et des régions. L'objectif est de rechercher une efficacité maximale sur chaque parc, en lien avec les fournisseurs, sur toute la durée de vie, prévue ou étendue.

Dans ce but, EDF Renouvelables s'est doté d'un centre de supervision de la maintenance prédictive (e-Diagnostic Center), s'appuyant sur des expertises spécifiques internes centralisées et coordonnées avec la R&D du groupe EDF. Ce centre vient compléter le dispositif de suivi et de conduite à distance des parcs constitué de trois centres de supervision en temps réel situés en France à Colombiers, en Allemagne à Emden et en Californie à San Diego.

Depuis 2017, EDF Renouvelables détient, *via* sa filiale Reetec GmbH, une filiale spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer, la société allemande Offshore Wind Solutions GmbH (OWS). La société OWS assure ainsi l'exploitation et la maintenance du parc éolien en mer de BARD Offshore 1 (400 MW), situé à 95 km des côtes allemandes en Mer du Nord.

Par ailleurs, EDF Renouvelables détient plusieurs centres de maintenance en Europe : en Belgique, en Grèce, au Royaume-Uni, en Allemagne et en France. Ces entités d'exploitation-maintenance sont destinées à positionner les équipes d'intervention au plus près des parcs éoliens ou solaires, afin d'intervenir plus rapidement pour garantir la performance des ouvrages.

Filière des énergies réparties

France

EDF ENR intervient en qualité d'acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée et assure la conception, le développement, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture ou sur ombrières de parking. Filiale à 100 % du Groupe, elle commercialise en France et sur les territoires d'Outre-Mer, au travers de sa filiale Sunzil, des offres solaires photovoltaïques chez des clients particuliers, professionnels ou collectivités. Avec plus de 10 000 installations de son offre d'autoconsommation résidentielle « Mon Soleil & Moi » lancée en 2016, EDF ENR occupe aujourd'hui une position de leader. Sur le marché des professionnels, l'offre s'intègre au catalogue « EDF, Solutions Energétiques » porté par les équipes commerciales du marché d'affaires. Par ailleurs, EDF Renouvelables Technologies, filiale à 100 % d'EDF Renouvelables, est présent dans l'amont de la filière. La société détient 100 % d'EDF ENR PWT (marque Photowatt), qui conçoit et fabrique des modules photovoltaïques en s'appuyant sur la technologie

du silicium cristallin, monolike, pour différents types d'application, de l'équipement résidentiel aux centrales au sol. Photowatt déploie depuis fin 2018 un nouveau modèle industriel centré sur la production bas carbone de lingots et de plaquettes de silicium « wafers » de haute technologie. La capacité de production est progressivement à plus de 500 MWc par an, sur le site historique de Photowatt, à Bourgoin-Jallieu (38) dans la région Auvergne-Rhône-Alpes. Par ailleurs et conjointement à ce projet, Photowatt se concentre sur ses activités de R&D, rebaptisées Photowatt Lab, en lien avec la R&D du groupe EDF et des centres de recherche comme l'INES ou l'Institut Photovoltaïque de l'Île-de-France, en vue de favoriser l'émergence de nouvelles solutions technologiques en matière de cellules et modules photovoltaïques, et de les tester dans des conditions préindustrielles.

États-Unis

EDF Renouvelables mène une stratégie de croissance aux États-Unis sur le marché de l'énergie décentralisée. Depuis 2016, plusieurs acquisitions ont permis de développer l'activité. Après l'acquisition en 2016 de la société Global Ressources Options, Inc. (groSolar), acteur spécialisé dans l'installation et la vente de centrales photovoltaïques pour les collectivités, les entreprises et les industriels, EDF Renouvelables Amérique du Nord a conclu en 2018 un partenariat stratégique avec EnterSolar, fournisseur de premier plan de solutions pour la production décentralisée d'énergie solaire aux clients commerciaux et industriels (C&I). Ce partenariat porte sur l'entrée d'EDF Renouvelables au capital d'EnterSolar à hauteur de 50 %. Il permettra aux deux entreprises d'offrir aux clients C&I la gamme la plus complète de solutions de production d'électricité décentralisée « derrière le compteur » et de capitaliser sur la forte croissance de la demande de solutions de production décentralisée émanant du secteur C&I.

En 2019, EDF Renouvelables Amérique du Nord a acquis PowerFlex Systems en vue d'accélérer le déploiement à grande échelle des infrastructures pour véhicules électriques aux États-Unis. PowerFlex System est une société pionnière dans le domaine des technologies de recharge, basée à Los Altos en Californie. Cette acquisition permet de créer un écosystème unique d'énergie décentralisée associant des solutions de charge intelligente pour véhicules électriques ou de charge d'énergie des bâtiments, ainsi que des moyens de production d'énergie solaire et de stockage.

Chine

En 2018 EDF Renouvelables a créé avec Asia Clean Capital (ACC), un des principaux développeurs en Chine d'installations photovoltaïques en toiture pour des entreprises locales et multinationales, une co-entreprise visant à construire et exploiter un portefeuille de projets d'énergie solaire répartie en toiture. La société commune s'appuie sur la renommée locale d'ACC en tant qu'acteur clé du solaire réparti dans le pays et l'expertise internationale d'EDF Renouvelables dans le solaire réparti ainsi que dans les solutions d'autoconsommation pour les industriels. En 2019, EDF Renouvelables a acquis une participation majoritaire dans un portefeuille d'actifs de 77 MWc d'installations photovoltaïques en toiture, auprès d'Asia Clean Capital.

Filière stockage

En 2018, le Groupe a lancé un Plan Stockage Électrique qui prévoit l'installation de 10 GW de nouveaux moyens de stockage au service de systèmes électriques d'ici à 2035, auquel EDF Renouvelables contribue.

Dans un contexte marqué par une croissance forte de la production d'énergies renouvelables et par la fermeture de grandes installations électriques, la technologie de stockage par batterie alliée à un système de pilotage intelligent contribue à lisser la production du réseau électrique national. Dans ce contexte, par le biais de ses filiales, EDF Renouvelables développe des systèmes innovants de stockage aux États-Unis, au Royaume-Uni et en France.

En 2015, EDF Renouvelables Amérique du Nord a ainsi mis en service un système innovant de stockage. L'installation McHenry permet de fournir près de 20 MW de puissance (40 MW de capacité dynamique) et de piloter une réserve d'énergie pour stabiliser la fréquence du réseau électrique au niveau local.

En 2018, EDF Renouvelables a mis en service une installation de stockage par batterie d'une puissance de 49 MW, située sur le site de la centrale de West Burton B dans le Nottinghamshire au Royaume-Uni. Cette installation est le plus important projet du nouveau système de régulation de la fréquence qui sera déployé dans tout le Royaume-Uni. L'objectif est d'améliorer la stabilité du réseau électrique et de répondre rapidement aux fluctuations de la fréquence de ce réseau.

En 2018, EDF Renouvelables a également signé aux États-Unis deux contrats d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans portant sur la réalisation du projet solaire Big Beau Solar + Storage, situé en Californie (*cf.* § « Filière solaire photovoltaïque Amérique du Nord »), et couplé à un système de stockage sur batteries de 40 MW (160 MWh).

En 2019, EDF Renouvelables a acquis la start-up britannique Pivot Power, spécialisée dans le stockage de l'électricité par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques. Cette acquisition doit permettre au groupe EDF, déjà 1er producteur d'électricité bas carbone du Royaume-Uni, de devenir également l'un des leaders des installations de stockage par batteries du pays.

Enfin, le projet solaire de Noor Midelt I au Maroc (voir section 1.4.1.5.2.2 « L'énergie solaire photovoltaïque ») constitue un projet majeur dans le développement de la filière stockage.

1.4.2 Activités de commercialisation en France

1.4.2.1 Présentation du marché en France

1.4.2.1.1 La demande

En 2019, la consommation brute s'établit à près de 474 TWh, soit une baisse de 1 % par rapport à l'année précédente. Cette baisse s'explique par des températures globalement plus douces, surtout en tout début d'année et par une croissance économique moins soutenue qu'en 2018.

1.4.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité et de gaz est totale : chaque client peut choisir son fournisseur d'énergie.

Depuis quatre ans, le nombre de fournisseurs d'électricité actifs sur le territoire national hors fournisseurs historiques a doublé passant de 24 fin 2015 à 47 au 30 septembre 2019 selon l'Observatoire des marchés de la CRE.

Sur les marchés du gaz et de l'électricité de nombreux fournisseurs proposent des offres aux entreprises et aux collectivités depuis le début des années 2000. Pour les clients Particuliers, la concurrence s'est notablement renforcée depuis 2017 avec le lancement dans la fourniture de gaz et d'électricité d'acteurs bien installés dans d'autres activités ou zones géographiques.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs alternatifs ont eu recours en 2019 à leurs propres capacités de production, au marché de gros de l'électricité ainsi qu'à l'ARENH pour 100 TWh. Au guichet de novembre 2019 la demande des fournisseurs alternatifs a atteint 147 TWh pour un volume d'ARENH à distribuer de 100 TWh (voir aussi la section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique [ARENH] ».

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (dite « loi Énergie Climat ») met en œuvre la décision du Conseil d'État de juillet 2017 qui a considéré que les tarifs réglementés de vente de gaz étaient contraires au droit européen. Les tarifs réglementés de gaz disparaîtront fin 2020 pour les clients professionnels consommant moins de 30 MWh/an et au 30 juin 2023 pour les clients particuliers selon les modalités explicitées dans la loi. La loi Énergie Climat prévoit également les modalités de fin des tarifs réglementés de vente d'électricité pour certaines catégories de clients (voir section 1.4.2.1.3. « Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité »).

1.4.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité

Accès aux tarifs réglementés d'électricité

Les décisions tarifaires du 28 juillet 2016 et du 27 juillet 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'ANODE et Engie au motif que les tarifs réglementés de vente de l'électricité dits « tarifs bleu », concernant les particuliers et les petits professionnels, n'étaient pas conformes au droit européen.

Par décisions des 18 mai et 3 octobre 2018, le Conseil d'État a admis dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Il a confirmé que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante qu'une régulation générale du prix de vente au détail de l'électricité et que la réglementation des tarifs réglementés de vente d'électricité garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État a estimé la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments ont justifié l'annulation partielle des décisions tarifaires de 2016 et 2017.

Par ailleurs, la directive 2019/944 du 5 juin 2019 est venue encadrer la possibilité pour les États Membres d'agir sur les prix de l'électricité. Ainsi, à titre dérogatoire, la directive autorise le maintien de tarif réglementé de vente au seul bénéfice des clients

particuliers et microentreprises. Les États Membres ont jusqu'au 31 décembre 2020 pour transposer cette directive.

Les dispositions de la loi Énergie Climat permettent de mettre en œuvre les décisions du Conseil d'État et d'assurer la transposition de la directive 2019/944 du 5 juin 2019.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi Énergie Climat, la situation pour l'électricité, par catégorie de clients, est donc la suivante :

- consommateurs finals domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients ont droit à des tarifs réglementés de vente. Ils peuvent opérer librement des allers-retours entre les tarifs réglementés et les offres de marché ;
- s'agissant des consommateurs finals non domestiques dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, seuls les consommateurs ayant moins de 10 salariés et un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan inférieur à 2 millions d'euros, pourront continuer à bénéficier du tarif réglementé de vente au-delà du 31 décembre 2020. Pour les consommateurs ne rentrant pas dans cette catégorie, à l'issue du processus décrit par la loi, ils perdront le bénéfice du tarif réglementé au 31 décembre 2020 ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : depuis le 1er janvier 2016, ces sites ne peuvent plus souscrire d'offre aux tarifs réglementés de vente, supprimés au 31 décembre 2015 ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients ont droit aux tarifs réglementés.

Tarifs bleus – mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015, conformément à la loi NOME (articles L. 337-4 et L. 337-13 du Code de l'énergie), la CRE est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

S'agissant des mouvements tarifaires de 2019, la CRE, conformément à la loi NOME, a proposé au Gouvernement par une délibération du 7 février 2019, une évolution de + 5,9 %TTC des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. Cette proposition, confirmée par une décision tarifaire du 28 mai 2019 publiée au Journal Officiel le 30 mai 2019, a été mise en œuvre le 1er juin 2019.

Par la suite, le mouvement tarifaire de l'été 2019 a eu lieu également conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1er août 2019 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 25 juin 2019 une évolution de 1,26 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de + 1,10 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. La proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 30 juillet 2019, publiée au Journal Officiel le 31 juillet 2019 et mise en œuvre le 1er août 2019.

S'agissant des mouvements tarifaires 2020, la CRE a proposé au Gouvernement par une délibération du 16 janvier 2020 publiée le 24 janvier 2020 une évolution de + 2,4 % TTC des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. Cette proposition est motivée pour 1,5 % par le rattrapage en 2 ans du décalage de l'entrée en vigueur du tarif en 2019 et pour 0,9 % par la prise en compte des coûts sous-jacents à la construction des TRV d'électricité : prix de gros de la capacité et de l'énergie, effets de l'écrêtement de l'ARENH et évolution des coûts de commercialisation comprenant les coûts des Certificats d'Économie d'Énergie. La proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 29 janvier 2020, publiée au Journal Officiel le 31 janvier 2020, et mise en œuvre le 1er février 2020.

1.4.2.1.4 Les contrats de fourniture d'électricité

En France, les clients résidentiels et non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA ont droit au tarif réglementé de vente et peuvent également choisir une offre de marché proposée par tout fournisseur, y compris EDF.

À l'exception des clients raccordés directement au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité. À ce titre, un commissionnement est versé par le distributeur à tout fournisseur qui offre un contrat unique à ses clients puisqu'il remplit ce faisant des prestations de gestion de clientèle pour le compte du distributeur.

La qualité de la fourniture, qui est de la responsabilité du distributeur, est suivie régulièrement dans le cadre des contrats avec les distributeurs. EDF suit l'impact des coupures et de la qualité de la fourniture sur ses clients et leur satisfaction dans le but de travailler avec le distributeur dans une démarche d'amélioration continue (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »).

1.4.2.2 La Direction Commerce

EDF regroupe ses activités de commercialisation en France (hors Outre-mer et Corse) au sein de la Direction Commerce.

EDF commercialise en France de l'énergie souvent associée à des services. Ce sont près de 29 millions de points de livraison qui sont alimentés par des offres EDF (hors Outre-mer et Corse). EDF s'engage pour mériter la confiance de ses clients en pratiquant un marketing responsable à travers des offres commerciales transparentes, simples et lisibles.

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2019 à 264 TWh hors cession aux Entreprises Locales de Distribution (ELD).

EDF propose des offres de fourniture de gaz destinées à tous ses segments de clientèle. En 2019, EDF a commercialisé 31 TWh de gaz.

Au-delà des offres de fourniture d'électricité et de gaz, EDF accompagne ses clients en proposant des offres d'efficacité énergétique, et de nouvelles solutions énergétiques décentralisées.

Mis en place en 2006, le dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) a évolué au 1er janvier 2018 : l'obligation nationale pour la quatrième période (2018-2020) a été fixée à 1 600 TWhc, dont 400 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 a étendu la quatrième période de trois à quatre ans en augmentant l'obligation en proportion de la durée soit 2 133 TWhc. Compte tenu de sa stratégie d'approvisionnement diversifiée, EDF a couvert ses obligations par sa production propre, complétée par des partenariats, des programmes et des achats directs. En 2019, EDF a ainsi participé à 230 000 opérations de rénovations soit 53 % de plus qu'en 2018.

1.4.2.2.1 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.1.1 Les clients Particuliers

EDF innove au quotidien et la satisfaction des clients Particuliers est une priorité : après un contact avec EDF, environ 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation, quel que soit le canal ou le motif de contact. Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie, publié en mai 2019, EDF a d'ailleurs le plus faible taux de litiges, loin derrière ses principaux concurrents. L'expérience client offerte est à la fois numérique (espace client, t'chat, *web call back*, application mobile, solutions numériques, réseaux sociaux, etc.) et humaine. 5 000 conseillers, tous basés en France, sont à l'écoute des clients et leur apportent des conseils personnalisés. À fin décembre 2019, près de 47 000 heures de formation ont été dispensées aux conseillers EDF sur le sujet de la relation commerciale et de la vente.

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité au tarif réglementé de vente et avec une gamme complète d'offres de marché en électricité. En 2019, pour proposer toujours plus de choix aux clients Particuliers, EDF a élargi sa gamme d'offres de marché en électricité constituée à fin 2018 des offres Vert électrique, Vert Électrique Weekend, Vert Électrique Auto et Digiwatt. En juin 2019, EDF a ainsi lancé « Mes Jours Zen », une gamme d'offres de fourniture d'électricité destinée aux clients Particuliers qui souhaitent un prix de l'électricité adapté à leurs habitudes de consommation. Avec ces offres, les clients peuvent bénéficier d'un prix du KWh (hors taxes) avantageux (1) tous les week-ends et les jours fériés nationaux, ainsi que pour « Mes Jours Zen Plus », un jour en plus au choix dans la semaine en option : lundi, mercredi ou vendredi. Ces offres sont destinées aux clients équipés d'un compteur communicant Linky (2) qui sont environ 23 millions en France.

La gamme d'offres de marché en gaz d'EDF est composée de trois offres. L'offre « Avantage Gaz » propose un prix du kWh (hors taxes) fixe pendant quatre ans et un mois. « Avantage Gaz Durable », en plus des caractéristiques de l'offre « Avantage Gaz », propose une compensation carbone liée à la consommation estimée de gaz du client. Enfin, l'offre « Avantage Gaz Connecté » donne quant à elle aux clients la

(1) -30 % moins cher au jour du lancement. Le prix du kWh HT est moins cher le week-end, les jours fériés nationaux et, pour Mes Jours Zen Plus, le jour de la semaine choisi (lundi, mercredi ou vendredi) par rapport au prix du kWh HT des autres jours de la semaine.

(2) Porté par Enedis.

possibilité de piloter leur chauffage à distance et ainsi d'améliorer leur confort grâce à l'achat d'un thermostat connecté.

Les fonctionnalités et les services

En lien avec ses offres de fourniture, EDF accompagne ses clients Particuliers pour qu'ils réalisent des économies d'énergies avec les solutions numériques « Mes Éco et Moi » (disponibles *via* l'espace client sur le site et l'application « EDF et Moi ») pour suivre et comprendre leurs consommations d'énergie. Les clients qui consultent plus de 2 à 3 fois par mois leur outil de suivi de consommation réalisent ainsi jusqu'à 12 % d'économies sur leurs factures [(1)].

EDF propose, en partenariat avec AXA, une gamme complète d'offres d'assistance, nommées « Solution Dépannage Confiance », déclinées en 3 options pour bénéficier d'un dépannage rapide : sur ses installations intérieures d'électricité et de gaz (option « Électricité et gaz »), sur les installations d'électricité, de gaz et d'eau ainsi qu'en cas de problèmes de plomberie ou serrurerie (option « Habitat »), et enfin sur ses équipements (option « Équipements »). EDF commercialise également, en partenariat avec AXA, l'offre « Assurénergie », qui permet au client de bénéficier d'un remboursement forfaitaire pour l'aider à payer ses factures d'énergie en cas de difficultés (perte d'emploi, arrêt de travail, hospitalisation, invalidité et décès).

Le 7 février 2019, EDF a lancé IZI by EDF, sa nouvelle plateforme de services de proximité à destination des clients Particuliers et des petits professionnels. Dès le lancement, 9 agglomérations (Bordeaux, Lille, Lyon, Marseille, Nantes, Nice, Paris, Rennes et Toulouse) ont été desservies et plus de 300 prestations ont été proposées aux clients allant du dépannage d'urgence, des petits travaux, de la rénovation intérieure, de l'entretien chaudière, du dépannage solaire, de l'installation de bornes de recharge pour les véhicules électriques jusqu'aux services connectés de télésurveillance.

EDF accompagne aussi les clients qui font des travaux de rénovation énergétique, grâce à son réseau de partenaires économies d'énergie et sa Prime énergie EDF. Dans le cadre du dispositif Coup de Pouce, lancé par le gouvernement en janvier 2019, EDF a développé l'offre « Mon chauffage Durable » pour remplacer un moyen de chauffage vieillissant par un chauffage performant. Il peut s'agir soit du remplacement d'une vieille chaudière fonctionnant aux combustibles fossiles (gaz, fioul,...) par une pompe à chaleur ou de radiateurs d'ancienne génération par des radiateurs éco-performants. Pour une pompe à chaleur, EDF va plus loin que le dispositif réglementaire et propose des primes complémentaires. S'il le souhaite, le foyer peut également bénéficier d'un financement à un taux bonifié par le partenaire financier d'EDF, permettant de couvrir l'intégralité du coût du projet [(2)].

Enfin, EDF investit dans l'open innovation avec « EDF Pulse & You », une plateforme numérique et collaborative de co-construction avec les internautes et les *start-ups*. Depuis son lancement en mars 2016, 8 000 internautes se sont impliqués dans le développement de projets innovants, sous la forme de projets à tester et ont produit plus de 100 000 contributions.

La production de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

EDF, en tant qu'acteur obligé de la réglementation relative aux Certificats d'Économie d'Énergie, encourage les particuliers à réaliser des économies d'énergie, notamment en encourageant la rénovation énergétique de l'habitat *via* son réseau de « partenaires économies d'énergie » (voir section 1.5.2.1.2 « Législation française : Code de l'énergie »). En outre, depuis le site www.prime-energie.edf.fr, tous les Particuliers, peuvent directement recevoir une prime financière de la part d'EDF, après avoir réalisé des travaux d'efficacité énergétique à leur domicile et transmis les justificatifs demandés.

La politique de solidarité

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF, qui mène depuis près de 30 ans une politique dédiée aux clients démunis (voir section 3.3.1.1.3 « Précarité énergétique »).

1.4.2.2.1.2 Les clients du Marché d'affaires

L'action d'EDF pour ses clients Entreprises

EDF Entreprises accompagne les entreprises et les professionnels pour contribuer à leur performance énergétique, notamment en les aidant à réduire leur facture énergétique et à s'inscrire dans la transition énergétique. Cette action est au cœur de la stratégie du groupe EDF, notamment en favorisant le développement des services énergétiques.

Les offres d'EDF Entreprises

EDF Entreprises propose différentes gammes d'offres de fourniture d'électricité et des offres de fournitures de gaz compétitives aux entreprises et professionnels pour s'adapter aux attentes et modes de consommation de chaque client.

Pour les petites entreprises et professionnels, EDF Entreprises propose des contrats simples associés à des services de gestion pour leur permettre de se concentrer sur leurs activités tout en optimisant leur approvisionnement en énergie. Pour les clients ayant des consommations plus importantes, il est possible de personnaliser leur contrat (durée, prix fixe ou indexé), en fonction de leurs attentes en matière de visibilité de leurs budgets. Enfin, EDF Entreprises est en capacité d'accompagner les clients ayant les plus fortes consommations avec des offres personnalisées selon la structure de leur consommation.

EDF Entreprises, à travers la structure de ses offres, incite ses clients à optimiser leurs consommations, en proposant une différenciation des prix des heures pleines et heures creuses, voire des prix d'été et des prix d'hiver pour les clients ayant des consommations plus importantes durant ces périodes de l'année.

EDF Entreprises propose à tous ses clients, et pour toutes ses offres, la possibilité de choisir une origine renouvelable pour l'électricité produite. Pour les PME et professionnels, il s'agit d'une offre spécifique, le contrat Énergie renouvelable, qui garantit une production d'électricité d'origine renouvelable correspondant à 100 % de leur consommation et facilite la communication de ces consommateurs vers leurs propres clients sur leur engagement. Pour les plus grands clients, il s'agit d'une option qui leur permet de choisir eux-mêmes la proportion de leur consommation couverte par des garanties d'origine, entre 20 % et 100 % de leur consommation.

EDF Entreprises dispose d'une gamme enrichie de produits à destination de tous ses clients en électricité ou gaz, grandes ou petites entreprises : suivi en ligne des consommations, dématérialisation des factures, assistance-dépannage, conseils (optimisation de la puissance souscrite, efficacité et réduction des dépenses énergétiques, etc.), notamment pour les clients souhaitant s'engager dans un système de *management* de l'énergie.

EDF a également mis en place des offres dédiées aux grands clients, avec non seulement des offres de fourniture d'électricité et de gaz sur mesure et des offres valorisant les capacités d'effacement de ses clients, mais aussi un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de CO_2, ainsi que le trading de CO_2 pour les entreprises soumises au plan national d'allocation des quotas (voir section 1.5.2.1.2 « Législation française : Code de l'énergie »).

Enfin, pour accompagner ses clients dans la transition énergétique, EDF Entreprises s'engage dans la promotion des éco-gestes au travers de campagnes de sensibilisation. De plus, EDF Entreprises réalise des audits énergétiques auprès de ses clients pour les aider à mieux identifier les gains énergétiques possibles. Certifiées, les équipes d'EDF Entreprises assistent leurs clients dans la mise en œuvre de systèmes de *management* énergétique (ISO 50001).

EDF accompagne également ses clients Entreprises et Collectivités dans leur volonté de s'engager directement dans la Transition énergétique. Des solutions d'autoconsommation photovoltaïque optimisées vis-à-vis de leur besoin d'électricité peuvent être proposées, avec une palette de services associés, tels que le financement, la maintenance, la supervision et le suivi de performance, en lien avec EDF ENR. EDF propose également à ses clients autoconsommateurs de nouvelles offres de complément de fourniture d'électricité spécialement adaptées à leur profil et leur permettant de maximiser leurs économies liées à l'autoproduction et le cas échéant au pilotage de leur consommation. Par ailleurs, EDF innove en expérimentant des services et dispositifs techniques destinés à faciliter l'organisation et la gestion d'opérations d'autoconsommation collective. EDF est impliquée dans plusieurs opérations pionnières en France.

Satisfaction client

Depuis de nombreuses années, EDF Entreprises place la satisfaction de ses clients au cœur de ses priorités. Dans un contexte en forte évolution, elle a conduit des transformations majeures pour améliorer significativement et en continu l'Expérience Client et la qualité de service délivrée.

Pour ce faire, EDF Entreprises a mis en place un dispositif d'écoute clients couvrant toutes les étapes de la Relation Client afin d'anticiper les évolutions et attentes en matière de fourniture d'énergie, de services, d'informations et d'accompagnement. Cette approche a permis une hausse significative de la satisfaction globale sur l'ensemble des segments de clients d'EDF Entreprises en 2017 qui s'est stabilisé en 2018 et 2019 à 90 % de clients satisfaits ou très satisfaits.

(1) Enquête interne R&D EDF.
(2) Sous réserve de faire appel à l'un des 3 000 partenaires économies d'énergie d'EDF et sous réserve d'étude et d'acceptation par le partenaire financier Domofinance.

L'action d'EDF auprès des clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, Entreprises Locales de Distribution (ELD) et tertiaire public

Dans la transition énergétique, EDF répond de manière adaptée aux besoins des collectivités et établissements publics à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS, ports et aéroports).

En tant qu'opérateur du secteur concurrentiel, le groupe EDF agit pour ces clients dans trois domaines :

- la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché, répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins décrits dans les appels d'offres) ;
- le développement d'offres et de services en matière de transition énergétique : Plan Climat Air Énergie Territorial, écoquartiers, production locale, éclairage public, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments, etc. ;
- par ailleurs, au titre de ses missions de service public, EDF est en charge de :
  - la signature des contrats de concession pour la mission de fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - la lutte contre la précarité énergétique.

En 2019, la satisfaction globale vis-à-vis d'EDF Collectivités est stable à 9 clients sur 10 satisfaits ou très satisfaits.

Maîtrise de l'énergie auprès des clients collectivités

Des conventions sont signées avec des collectivités territoriales portant sur la maîtrise de la demande de l'énergie sur leur territoire. Par ailleurs, les collectivités dotées de compétences dans le domaine de l'énergie, organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de transition énergétique et d'énergies renouvelables. Un dispositif « Montant de charges » destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2019, 190 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation. Par ailleurs, EDF finance des programmes CEE notamment pour les collectivités (TEPCV ou encore « Watty à l'école » par exemple).

1.4.2.2.2 Pour une ville et des territoires durables

Les villes et territoires doivent concilier attractivité territoriale et développement responsable. EDF répond aux besoins des acteurs du développement des territoires en identifiant les différentes solutions et services énergétiques possibles, compte tenu des caractéristiques techniques et économiques des projets, pour les accompagner dans la transition énergétique et la décarbonation de leurs usages.

EDF a développé une gamme d'offres de conseil permettant de concevoir un quartier bas carbone, de dresser une stratégie de rénovation d'un parc de bâtiments à partir d'une stratégie patrimoniale, de construire un plan d'électrification de flottes de véhicules ou d'implantation de bornes avec sa filiale Izivia ou encore d'installer des panneaux photovoltaïques avec sa filiale EDF ENR ou d'autres partenaires. Le Bilan Énergétique disponible en ligne sur le site EDF Collectivités permet une première approche de l'évaluation carbone d'un territoire.

En région, 45 Directeurs de développement sont présents sur l'ensemble des territoires afin qu'EDF réponde au mieux aux besoins des métropoles, communautés urbaines, villes moyennes et rurales.

1.4.2.2.3 Protection des données clients

La protection des données clients d'EDF est un axe fort du plan d'actions de la Direction Commerce en matière de sécurité du patrimoine et des systèmes d'informations.

Ces actions ainsi que leur suivi sont présentés annuellement au sein de l'instance de gouvernance du commercialisateur.

Une attention particulière est portée notamment à la mise en conformité réglementaire des traitements des données en application du règlement général sur la protection des données (« RGPD »). Des travaux sont menés régulièrement pour mettre à jour la description des traitements des données clients et identifier leurs Responsables Opérationnels de Traitement (« ROT »). Une instance dédiée, le Comité de protection des données, réunissant le Responsable de Traitement et les ROT se tient régulièrement.

L'ensemble des Conseillers clientèle du Marché Clients Particuliers et du Marché Affaires a été formé afin de pouvoir répondre aux demandes d'exercice des droits des clients. L'ensemble des salariés de la Direction Commerce a une obligation de suivre une formation RGPD.

Par ailleurs, un contrôle interne portant sur les habilitations aux systèmes d'information hébergeant les données clients est opéré chaque année. Il permet de s'assurer que seuls les salariés en charge de la relation clients ont accès aux données.

L'accès aux données clients est subordonné à la signature d'une charte de bon usage, voire pour quelques experts, à une certification. Les personnes concernées s'exposent à des sanctions disciplinaires en cas de non-respect de la politique.

Un centre de Préférence Clients permet à chaque client Particulier de disposer d'une vision centralisée de ses consentements et de ses préférences et de les gérer depuis son espace client.

Des revues de vulnérabilités des principaux applicatifs ainsi que des exercices de plan de continuité d'activités sont organisées annuellement. Leurs résultats font l'objet de plans d'amélioration suivis, soit au niveau du commercialisateur, soit du Groupe.

1.4.2.2.4 Les concessions de distribution publique d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés

Les concessions, objet du présent paragraphe, recouvrent deux missions de service public distinctes :

- le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution, de la responsabilité d'Enedis [1] sur le territoire métropolitain continental, hors Entreprises locales de distribution (ELD) (voir section 1.4.4.2 « Distribution – Enedis ») et d'EDF dans les zones non interconnectées (ZNI) ;
- la fourniture d'électricité aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente raccordés aux réseaux publics de distribution, de la responsabilité d'EDF pour le territoire métropolitain continental, hors ELD, ainsi que pour les ZNI. Cette mission est assurée dans le respect des engagements des cahiers des charges de concession et des conditions générales de vente (conditions d'abonnement, conditions de paiement et de livraison, contractualisation, etc.).

Chaque contrat de concession en France métropolitaine continentale est cosigné par EDF, Enedis et l'autorité concédante, et concerne le territoire d'une commune ou d'un regroupement de communes. Les missions de service public concédées sont exécutées dans le cadre de 442 contrats de concession, dont 54 sont à l'échelle d'un département.

L'année 2019 a été la deuxième année du déploiement du nouveau modèle national de contrat de concession, objet d'un accord signé le 21 décembre 2017 entre EDF, Enedis, la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) et France urbaine. Au 31 décembre 2019, plus de 170 autorités concédantes ont conclu un contrat de concession sur la base du nouveau modèle.

L'activité 2020 sera marquée par la poursuite du déploiement de ce nouveau modèle de contrat. Une organisation et des outils sont maintenus, notamment pour renouveler les contrats de concession, mobiliser les compétences tant nationales que régionales, professionnaliser les interlocuteurs EDF des concédants, élaborer et porter chaque année les comptes-rendus d'activité de concession et répondre aux sollicitations de contrôle des autorités concédantes.

1.4.3 Activités d'optimisation pour EDF en France

1.4.3.1 Rôle et activités de la Direction Optimisation Amont-Aval et Trading (DOAAT)

La DOAAT est en charge de la gestion de l'équilibre du portefeuille amont/aval électricité d'EDF, de l'optimisation et de la sécurisation de la marge brute électricité créée par ce portefeuille, ainsi que de la gestion des risques associés.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline jusqu'au temps réel, dans le cadre fixé par les politiques de risques, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques du Groupe et validées par le Comité exécutif d'EDF (voir section 2.2.2C « risques financiers et de marché – facteur de risque – risques marchés énergies »). Les aléas climatiques sont dimensionnants pour cette gestion. Ainsi, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 MW [2] et le

(1) Gestionnaire de réseau géré en toute indépendance.
(2) Source : RTE.

portefeuille d'EDF porte une grande partie de cette thermo-sensibilité. Par ailleurs, en fonction de l'hydraulicité, l'amplitude de production hydraulique au périmètre d'EDF entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures. La DOAAT s'assure à tous les horizons de temps qu'elle dispose des moyens qui lui permettront de faire face à ses engagements. Pour cela, elle pilote un ensemble de leviers d'action : programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires), gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients), achats et ventes sur les marchés de gros *via* EDF Trading, chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT (voir section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading »). La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'électricité et des combustibles (gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO_2, en s'appuyant sur EDF Trading.

Sur le périmètre d'EDF en France continentale, la DOAAT assure vis-à-vis de RTE le rôle de « responsable d'équilibre ». Dans ce cadre, EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à proposer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande, qui permette de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF.

1.4.3.2 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de contrats d'achat ou de vente d'énergie avec des opérateurs européens.

Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée d'exploitation de l'installation (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France ») ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

1.4.3.3 Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH)

Mis en œuvre depuis le 1er juillet 2011, le dispositif de l'ARENH est un droit pour les fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. La CRE (1) est chargée de la gestion du dispositif et du calcul des droits qu'elle notifie aux co-contractants. Ainsi, les fournisseurs qui souhaitent exercer leur droit à l'ARENH en font la demande auprès de la CRE. Les prévisions de consommation détaillées, tout comme les droits calculés pour chaque fournisseur, ne sont connus que de la CRE et du fournisseur. Les paiements sont gérés par la Caisse des Dépôts.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est maintenu à 42 €/MWh depuis janvier 2012 et comprend la livraison de l'électricité et des garanties de capacité associés.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé à 100 TWh par an.

La loi Énergie Climat introduit de nouvelles dispositions permettant au gouvernement, d'une part, de modifier le volume global maximal d'ARENH dans la limite d'un plafond de 150 TWh et, d'autre part, pour une période transitoire, de réviser le prix de l'ARENH par arrêté. L'article L. 337-16 du Code de l'énergie précise en outre que l'évolution de l'indice des prix à la consommation et celle du volume global maximal pouvant être cédé peuvent être pris en compte pour réviser le prix de l'ARENH. Il n'est toutefois pas établi de lien direct entre augmentation du prix et augmentation du volume global maximal. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le prix ni le volume d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2020.

La demande d'ARENH pour l'année 2019 a atteint 132,98 TWh. Les mécanismes d'écrêtement de la demande des fournisseurs alternatifs ont donc été mis en place par la CRE. En 2019, EDF aura fourni 100 TWh pour les besoins des clients finals des fournisseurs alternatifs, auxquels s'ajoutent 20,4 TWh au bénéfice de la compensation des pertes des gestionnaires de réseau.

La demande d'ARENH pour l'année 2020 s'est élevée à 147 TWh. Compte tenu du dépassement du volume global maximal, la CRE a procédé à un écrêtement de la demande des fournisseurs alternatifs. EDF fournira 100 TWh en 2020 aux fournisseurs alternatifs pour les besoins de leurs clients finals, auxquels s'ajoutent 26,2 TWh au bénéfice de la compensation des pertes des gestionnaires de réseau.

L'écrêtement des demandes d'ARENH des fournisseurs alternatifs est répliqué dans les tarifs réglementés de vente d'électricité, conformément à la méthodologie retenue par la CRE dans sa délibération du 11 janvier 2018.

Conformément aux délibérations de la CRE n° 2018-222 du 25 octobre 2018 et n° 2019-237 du 30 octobre 2019, les volumes d'ARENH demandés par les filiales contrôlées par EDF pour 2019 et 2020 ont été intégralement écrêtés. Dès lors, EDF et ses filiales ont mis en place des contrats répliquant les conditions d'approvisionnement à l'ARENH.

(Voir aussi dans la section 2.2.1 « régulation des marchés, risques politiques et juridiques » le facteur de risque « 1B Évolution du cadre réglementaire (ARENH, TRV, réglementations environnementales et SNBC) »).

1.4.3.4 Mécanisme de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité, dans le respect d'un critère de défaillance fixé par les pouvoirs publics. Chaque fournisseur doit pour cela acquérir des garanties de capacité correspondant à son obligation, calculée en référence à la consommation de ses clients en puissance et en énergie pendant une période de pointe définie par RTE.

Pour satisfaire cette obligation, chaque fournisseur doit donc s'approvisionner en garanties de capacité auprès des producteurs, qui doivent certifier tous leurs moyens de production, ou auprès de détenteurs de capacités d'effacement.

En régime établi, il est prévu plusieurs sessions de marché pour échanger la capacité, débutant quatre ans avant l'année de livraison et se terminant trois ans après celle-ci. Des transactions de gré à gré sont également possibles.

De même, pour des acteurs intégrés comme EDF qui disposent de capacités en tant que producteur et qui ont par ailleurs une obligation en tant que commercialisateur, des cessions internes de capacité sont autorisées pour couvrir leur obligation. Elles se font à prix de marché.

La DOAAT, en charge de la gestion de cette nouvelle commodité, a procédé à la certification de l'ensemble des moyens de production d'EDF en France pour les prochaines années. Ces certifications font l'objet, si nécessaire, de rééquilibrages réguliers, à la hausse ou à la baisse.

Comme sur le marché énergie, les achats/ventes de capacités organisés par EPEX Spot et pilotés par la DOAAT pour le compte d'EDF, sont réalisés *via* EDF Trading.

1.4.3.5 Périmètres d'équilibre et de capacité dédiés aux Obligations d'Achat et ventes sur les marchés

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le Gouvernement souhaite soutenir le développement (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). Conformément à la législation (article L. 121-7 du Code de l'énergie), les surcoûts résultant de cette obligation sont compensés à EDF sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »).

Suite à la délibération de la CRE du 16 décembre 2014, l'ensemble de l'électricité ainsi achetée est géré dans un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous contrat d'Obligation d'Achat (OA) mis en place le 1er juillet 2015. La DOAAT organise désormais la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie, ce qui rend la gestion de ce périmètre totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Ainsi, depuis le 4 novembre 2015, les volumes d'électricité sous OA prévisibles à court terme (la veille pour le lendemain, dits « part aléatoire des OA ») sont vendus sur EPEX Spot. Quant aux volumes prévisibles à long terme (la part dite « quasi certaine » des OA), ils sont vendus depuis janvier 2016 par appels d'offres transparents et non discriminatoires.

De même, sur un périmètre dédié aux OA, la DOAAT procède à la certification des capacités des installations de production sous OA, aux nécessaires rééquilibrages et à la vente sur le marché des garanties de capacité associées.

Depuis le 1er janvier 2017, les coûts de gestion de cette mission de service public sont également compensés.

(1) Commission de Régulation de l'Energie

1.4.4 Activités régulées, de transport et de distribution en France

Le transport et la distribution d'électricité en France continentale sont des activités régulées. Elles sont assurées par RTE et Enedis, gestionnaires de réseaux gérés en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

1.4.4.1 Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er septembre 2005, Réseau de Transport d'Électricité (RTE) est le propriétaire et gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, qu'il exploite, entretient et développe. Avec 105 000 kilomètres de circuits à Haute et Très Haute Tension et 50 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe continentale. Son positionnement géographique le place au cœur du marché européen de l'électricité. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique, et assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. RTE attache, par ailleurs, une attention particulière à l'accompagnement du développement des énergies renouvelables en France et à l'intégration de ces dernières dans le système électrique, qui nécessite le développement du réseau de transport et des interconnexions.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF (*via* la société CTE) au 31 décembre 2019 et ses conditions spécifiques de gouvernance conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence.

1.4.4.1.1 Gouvernance de CTE et de RTE

CTE

CTE est une société anonyme à Conseil d'administration, détenue à hauteur de 50,1 % par EDF, de 29,9 % par la Caisse des Dépôts et Consignations et de 20 % par CNP Assurances. Elle détient 100 % du capital social de RTE.

Conformément à ses statuts, CTE a pour objet exclusif l'acquisition et la détention des titres de la société RTE, et généralement, toutes opérations commerciales, financières, mobilières et immobilières se rattachant directement ou indirectement à son objet ou pouvant en faciliter la réalisation et en stimuler le développement.

Les huit membres du Conseil d'administration de CTE sont quatre représentants d'EDF, deux représentants de la Caisse des Dépôts et Consignations et deux représentants de CNP Assurances. Ils sont nommés pour six ans. Le Contrôleur de la conformité de RTE assiste également au Conseil d'administration de CTE.

RTE

RTE est une société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire.

Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres nommés pour cinq ans :

- huit membres nommés par l'Assemblée générale :
  - deux représentants de l'État, dont l'État personne morale, représenté par une personne physique,
  - six représentants des actionnaires (trois représentants d'EDF, deux représentants de la Caisse des Dépôts et Consignations et un représentant de CNP Assurances),
- quatre membres élus par le personnel.

Un Commissaire du Gouvernement assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil de surveillance.

Un Contrôleur général économique et financier (CGEFi), nommé par arrêté, assiste également aux séances du Conseil de surveillance au titre du décret n° 2018-580 du 4 juillet 2018 portant soumission de la société « RTE Réseau de Transport d'électricité » au contrôle économique et financier de l'Etat.

Enfin, un Contrôleur général de la conformité de RTE assiste aux séances du Conseil de surveillance par application de l'article L.111-35 du code de l'énergie.

Le Directoire de RTE est constitué de cinq membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans la limite fixée par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

1.4.4.1.2 Activités de RTE

RTE assure en France la gestion du réseau public de transport et exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051. Conformément au Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent être certifiés au terme d'un processus associant la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et la Commission européenne, qui vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux conditions d'indépendance posées par ce Code. RTE a obtenu la certification de la CRE en 2012 en tant qu'ITO (*Independent Transmission Operator*). Suite à l'évolution de son actionnariat, RTE a obtenu le maintien de sa certification par délibération de la CRE le 11 janvier 2018.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité : intégration du marché européen, restructuration profonde du parc de production, évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général et maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins des clients et de la collectivité.

1.4.4.1.2.1 Maintenance de l'infrastructure de transport

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport au travers de la maintenance, de la réhabilitation ou du renouvellement des ouvrages, et du dépannage d'urgence.

L'intégration progressive des nouvelles technologies, en particulier le monitoring, va permettre d'une part, d'optimiser les politiques techniques et d'autre part, de développer la maintenance conditionnelle et prédictive en renforçant l'efficacité de chaque opération et en limitant l'intervention au juste nécessaire. La numérisation du réseau et le monitoring à grande échelle vont permettre d'établir un diagnostic à distance et déployer les nouvelles technologies de maintenance (drones, visualisation 3D, réalité augmentée…). En complément, les outils de test et de simulation vont faciliter la prise de décision en matière de gestion du réseau. L'analyse de données en masse rendra possible l'élaboration de nouvelles stratégies de gestion des actifs, pouvant conduire à des équilibres différents entre maintenance, réhabilitation et renouvellement.

1.4.4.1.2.2 Développement et réalisation de nouveaux investissements

Dans un contexte de transition énergétique qui est en train de modifier les fondamentaux du système électrique français, RTE fait évoluer ses activités pour préparer et accompagner ces grandes mutations.

RTE élabore chaque année un programme annuel d'investissements soumis à la CRE. En 2019, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 456 millions d'euros. Les principaux investissements ont porté sur la poursuite des travaux de construction de deux interconnexions à courant continu (« Savoie-Piémont » entre la France et l'Italie, « IFA 2 » entre la France et le Royaume-Uni), le lancement des travaux du projet de reconstruction de la ligne à 400 000 volts « Avelin-Gavrelle » entre le sud de Lille et le nord-ouest d'Arras ainsi que du projet du raccordement du parc éolien en mer de Saint-Nazaire.

Le montant du programme d'investissements 2020 de RTE approuvé par le régulateur est de 1 808 millions d'euros. Compte tenu notamment des évolutions de contexte associées à l'intégration européenne des marchés et à la transition énergétique, le programme d'investissements 2020 se caractérise par la poursuite d'investissements importants en développement et renouvellement du réseau et en particulier l'avancée des travaux de développement du réseau en mer et de grands projets d'adaptation du réseau, ainsi que le développement et renouvellement de systèmes d'information et de l'immobilier.

En 2019, la base d'actif régulée (BAR) s'est accrue de 127 millions d'euros, passant de 14 313 millions d'euros au 1er janvier 2019 à 14 440 millions d'euros au 1er janvier 2020 (1). Pour mémoire, la BAR est rémunérée par le tarif au coût moyen pondéré du capital de 6,125 % avant impôts sur la période du TURPE 5. Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (rémunérées à 3,7 % depuis 2017 en application de la décision TURPE 5 du 17 novembre 2016).

1.4.4.1.2.3 Exploitation du système électrique

Gestion du système électrique

RTE gère en temps réel les flux sur le réseau de transport, et met en œuvre les moyens à sa disposition au travers du mécanisme d'ajustement pour assurer en temps réel l'équilibre entre l'offre et la demande. Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE et dus aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés, est répercuté sur les « responsables d'équilibre »

(1) Montant à valider par la CRE.

(producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre.

Gestion des Interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins. Ces interconnexions permettent d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre, la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et le développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union européenne, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre des frontières, et de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne (notamment les énergies renouvelables).

Coordination des réseaux en Europe

RTE et Elia [1] ont créé en décembre 2008 une société commune dénommée Coreso, qui a pour objet la coordination de l'exploitation des réseaux électriques regroupant la France et la Belgique. La création de Coreso répond aux besoins de renforcement de la coordination opérationnelle entre gestionnaires de réseaux de transport exprimés tant par la Commission européenne que par les acteurs du marché de l'électricité. Coreso doit permettre une meilleure intégration, à l'échelle régionale, de la production d'origine renouvelable et garantir une gestion en sécurité des flux transfrontaliers, en forte augmentation.

RTE et Elia ont ensuite été progressivement rejoints par les gestionnaires de réseau de l'Europe de l'Ouest : National Grid ESO (Grande-Bretagne), Terna (Italie), 50 Hertz (nord-est de l'Allemagne), REN (Portugal), REE (Espagne) et récemment Eirgrid et SONI (Irlande).

1.4.4.1.3 Bilan énergétique

Synthèse 2019

En 2019, la consommation brute s'établit à près de 474 TWh, soit une baisse de 1 % par rapport à l'année précédente. Cette baisse s'explique par des températures globalement plus douces, surtout en tout début d'année et par une croissance économique moins soutenue qu'en 2018. La consommation d'électricité atteint un pic de 88,5 GW le jeudi 24 janvier à 19 heures lors d'un épisode marqué de neige en plaine. Ce pic est dans la moyenne des vingt dernières années en France.

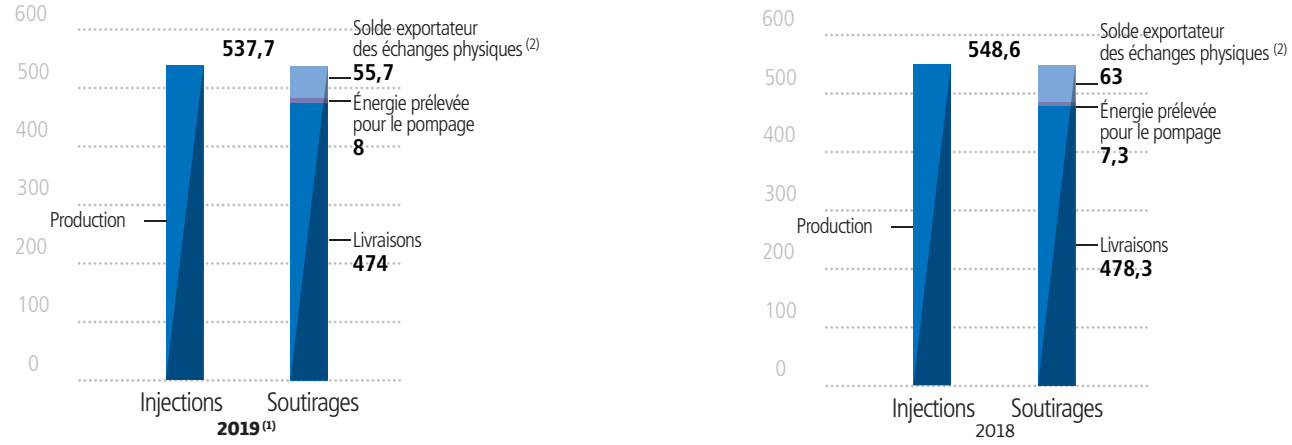
Hors secteur de l'énergie, la consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires atteint 471 TWh en 2019, niveau légèrement en baisse par rapport à 2018 (- 0,8 %) et relativement stable sur les dix dernières années. Les principaux facteurs structurels expliquant cette stabilisation sont l'évolution de la croissance économique moins soutenue et les effets de la maîtrise de la consommation (actions d'efficacité énergétique).

La consommation de la grande industrie directement raccordée au réseau public de transport s'élève à 64,3 TWh (autoconsommation incluse, hors pertes, hors secteurs énergie et corrigée des variations saisonnières). Ce volume est en recul de 3 % par rapport à 2018. Ce recul concerne les secteurs de la sidérurgie, du papier carton, de la construction automobile et des transports ferroviaires.

La qualité de l'électricité fournie par RTE est estimée par deux indicateurs : le temps de coupure équivalent et la fréquence de coupure. Les valeurs pour 2019 de ces indicateurs sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 3 min 25 s (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 48 s) et la fréquence de coupure de 0,37 (l'objectif fixé par la CRE est de 0,46).

Bilan simplifié des flux énergétiques

(en TWh)



(1) Données 2019 provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2019 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2020 (www.rte-france.com).
(2) Y compris droits d'eau et échanges via réseau de distribution.

Le développement des énergies renouvelables se poursuit pour accompagner la transition énergétique

Au 31 décembre 2019, la capacité installée éolienne atteint 16 494 MW Il s'agit d'une hausse de 9 % par rapport à 2018. La production éolienne s'établit à 34,1 TWh en 2019 et progresse de 21,2 % par rapport à 2018. Cette augmentation s'explique non seulement par la croissance du parc mais aussi par des conditions météorologiques particulièrement favorables en 2019.

Avec 890 MW de puissance solaire nouvellement raccordée en France métropolitaine, la capacité totale du parc installé atteint 9 435 MW au 31 décembre 2019. Il s'agit d'une augmentation de 10,4 % par rapport à 2018. La production solaire, qui s'établit à 10,6 TWh en 2019, augmente de 1,8 % par rapport à 2018, les nouvelles centrales installées n'ont pas compensé les conditions météorologiques défavorables.

(1) Elia est le gestionnaire de Réseau de Transport d'Électricité belge à haute tension (de 30 000 à 380 000 volts).

La France conserve sa place de premier pays exportateur d'Europe

Le solde des échanges français s'établit à 55,7 TWh en 2019, en léger recul par rapport à 2018. Les volumes commerciaux d'export diminuent légèrement avec 84 TWh. A contrario, les volumes d'import progressent et atteignent 28,3 TWh. La France conserve sa place de premier pays exportateur d'Europe.

La situation des échanges contractuels sur les différentes frontières est la suivante pour 2019 :

- Espagne : le solde des échanges avec l'Espagne reste largement exportateur avec 9,7 TWh. Il recule cependant de 19 % par rapport à l'an dernier, notamment du fait d'une limitation de la capacité d'échanges d'avril à début décembre ;
- région Europe centrale et de l'ouest (Allemagne et Belgique) : le solde des échanges reste exportateur avec 2,7 TWh. Il est néanmoins moins important qu'en 2018. Ceci s'explique notamment par une meilleure disponibilité des centrales nucléaires belges cette année qui entraîne un moindre besoin d'import d'énergie électrique de la Belgique depuis la France. La Belgique est même devenue exportatrice nette cette année ;
- Italie : le solde des échanges avec l'Italie est toujours fortement exportateur. Il progresse avec 18,8 TWh, un niveau stable par rapport à 2018 (+ 0,3 TWh). L'interconnexion est très majoritairement sollicitée dans le sens export avec seulement 247 pas horaires importateurs (soit moins de 3 % du temps) contre 330 en 2018 ;
- Suisse : le solde des échanges avec la Suisse progresse et s'établit à 13,2 TWh soit une hausse de 25 % par rapport à 2018. Les échanges sont beaucoup plus exportateurs que l'an dernier à partir du mois de mai (à l'exception d'octobre) et aucun mois importateur n'est enregistré ;
- Grande-Bretagne : le solde des échanges avec la Grande-Bretagne est exportateur à hauteur de 11,3 TWh. Il diminue cependant par rapport à 2018 notamment du fait de capacités limitées entre avril et juin, en raison d'une maintenance sur la liaison d'interconnexion France-Angleterre (IFA 2000). Ces limitations atteignent 1 000 MW pendant pratiquement tout le mois d'avril.

1.4.4.2 Distribution – Enedis

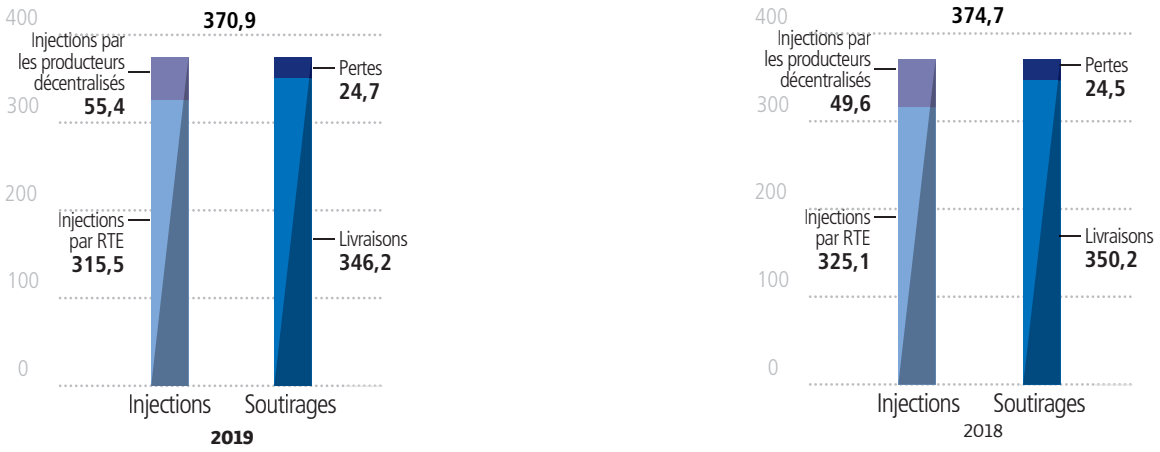
Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a pour objet principal l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité, en garantissant sa sécurité et sa sûreté et en veillant à tout instant à l'équilibre des flux d'électricité. Enedis est opérationnel depuis le 1er janvier 2008. Sa dénomination sociale, ERDF à l'origine, est devenue Enedis le 1er juin 2016. Enedis dessert environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

En 2019, Enedis a distribué l'électricité à plus de 36,9 millions de clients (points de livraison) et permis l'injection de 441 600 sites de production en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,38 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2019, Enedis employait 38 754 personnes.

Bilan simplifié des flux énergétiques

(en TWh)



NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Les pertes électriques sont inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution et résultent principalement d'effets physiques qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. Enedis doit compenser ces pertes pour compléter les quantités d'électricité acheminées vers les clients finals. Le volume des pertes constatées sur 2019 s'est élevé à 24,7 TWh (voir bilan électrique ci-dessus), soit un taux de 6,38 % (1). Les pertes enregistrées dans les comptes, y compris régularisations d'exercices antérieurs, sont de 1 096 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, soit par l'intermédiaire de plateformes de marchés organisées, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence 19 fournisseurs qualifiés.

Concernant les caractéristiques techniques, le réseau de distribution dont Enedis est concessionnaire (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution ») est constitué au 31 décembre 2019 d'environ :

- 651 952 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 725 317 kilomètres de lignes Basse Tension (BT) à 400 volts ;
- 2 182 postes sources HTB/HTA ;
- 792 112 postes de transformation HTA/BT.

(1) Ce taux est désormais calculé en rapportant les pertes de l'année aux injections brutes avant déduction des refoulements vers le réseau de transport.

1.4.4.2.1 Organisation d'Enedis

Les activités de distribution sur le territoire français sont, conformément au cadre légal, quasi exclusivement assurées par Enedis, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

En application de la directive n° 2003/54/CE (dont les principes ont été repris par la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 ainsi que par la directive n° 2019/944 du 5 juin 2019), lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, son organisation et ses prises de décisions doivent être juridiquement indépendantes des autres activités non liées à la distribution. Dans ce cadre, le principe retenu par EDF et Gaz de France, aujourd'hui Engie, a conduit à filialiser leur gestionnaire de réseau de distribution. Enedis et GRDF partagent un « service commun » conformément au cadre légal (voir section 1.4.4.2.3 « Le service commun à Enedis et GRDF »).

En application de la loi du 9 août 2004, l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité a été filialisée en 2007.

Le Conseil de surveillance d'Enedis est composé de quinze membres, dont huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, un est nommé par l'État en vertu des articles 4 ou 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, et un, représentant les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité, est désigné par décret en application de l'article 153 de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. En 2019, le Directoire d'Enedis est composé de deux membres, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance. En application de la possibilité offerte par l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 (article 15) et dans le respect du décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015, l'État a désigné par arrêté en date du 25 octobre 2018 un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'Enedis. Le 1er juin 2016, la dénomination sociale du gestionnaire du réseau de distribution a changé pour devenir Enedis, en remplacement de la dénomination ERDF. Cette nouvelle dénomination traduit l'engagement fort de l'entreprise dans la transition énergétique au lendemain de la COP21. Elle permet également au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Missions d'Enedis en France

Enedis exerce, dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »), les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental.

Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires, notamment en évaluant l'incidence sur le réseau des projets qui lui sont soumis en matière d'insertion des énergies renouvelables, de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables, d'aménagement urbain et de planification énergétique ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;
- favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et la mise en œuvre des actions d'efficacité énergétique ;
- assurer le suivi des périmètres d'effacement ;
- être garant de la répartition et de la comptabilisation des flux d'énergie entre les acteurs utilisateurs des réseaux, et de la juste compensation des pertes sur ces réseaux.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

L'activité d'Enedis repose sur plusieurs métiers : assurer, en tant que concessionnaire, la gestion des actifs en concession, conduire et maintenir le réseau de façon à assurer la continuité de fourniture, réaliser les travaux sur le réseau (en particulier, les travaux de raccordement, de renforcement et de renouvellement du réseau), assurer l'accès au réseau à l'ensemble des utilisateurs dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur et gérer le parc de compteurs, acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

Évolution des investissements

En 2019, 4 254 millions d'euros ont été investis par Enedis, dont 1 623 millions d'euros consacrés aux raccordements (consommateurs et producteurs) et adaptation du réseau à la charge et 2 266 millions d'euros à la qualité de la desserte, la sécurisation des réseaux, la sécurité, la préservation de l'environnement et le déploiement des compteurs Linky, domaines où les attentes identifiées des clients, des collectivités locales et des autorités concédantes sont particulièrement fortes.

En complément, les autorités concédantes ont investi 725 millions d'euros en 2019. Au total, près de 4 979 millions d'euros ont été investis en 2019 en France continentale sur les réseaux de distribution.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)	2019	2018
Raccordements et renforcements	1 623	1 464
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	445	415
Outils de travail et moyens d'exploitation	365	347
Modernisation du réseau (1)	1 821	1 772
TOTAL INVESTISSEMENTS ENEDIS	**4 254**	**3 998**
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS (2)	**725**	**705**
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**4 979**	**4 703**

(1) Dont Linky : 822 millions d'euros en 2019, 792 millions d'euros en 2018 et 612 millions d'euros en 2017 (dépenses de généralisation et liées à la post-expérimentation).
(2) Après déduction PCT (a) et article 8 (b) pour la part financée par Enedis .
(a) PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.
(b) Article 8 de l'annexe I du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).

Par ailleurs, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant réalisé en 2019 s'élève à 319 millions d'euros (contre 325 millions d'euros en 2018).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2019, le temps moyen de coupure hors incidents transport et hors incidents exceptionnels est de 64 minutes, ce qui constitue un bon résultat pour une année marquée par les aléas climatiques fréquents et intenses. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, Enedis s'appuie sur la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) qui lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. En 2019, la FIRE a été mobilisée à 7 reprises : la tempête Miquel du 7 juin qui ont touché l'Ouest de la France, les orages du 1er juillet qui ont impacté la Zone Rhône-Alpes, la tempête Amélie du 3 novembre qui a touché le Sud-Ouest de la France, l'épisode de neige collante des 14 et 15 novembre qui a touché le Sud-Est du territoire, l'épisode de vents violents des 13 et 14 décembre qui a touché le Sud-Ouest de la France, la tempête Elsa des 19 et 20 décembre qui a touché la région Auvergne-Rhône-Alpes, ainsi que la tempête Fabien des 21 et 22 décembre qui a touché essentiellement la Nouvelle-Aquitaine. Concernant les couvertures d'assurance relatives à la protection du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur, voir la section 2.1.2.6 « Assurances » - « couverture tempêtes ».

Développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre Enedis, le nombre d'installations de production photovoltaïque raccordées au réseau a encore progressé : en 2019, on constate une croissance des raccordements photovoltaïques avec 858 MW d'installations photovoltaïques nouvelles raccordées (contre 825 MW à fin 2018). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également avec 1 202 MW raccordés en 2019 (contre 1 360 MW en 2018).

À fin 2019, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 22,5 GW, composé respectivement de 8,2 GW de centrales photovoltaïques et de 14,3 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques « historiques » (1,5 GW), les cogénérations (2,4 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2019, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 28,3 GW.

Plus de 25 200 installations photovoltaïques petits producteurs ont également été raccordées en autoconsommation en 2019, ce qui représente près de 92 % des raccordements « petits producteurs » de l'année.

Enedis a également poursuivi ses efforts pour développer les capacités d'accueil des énergies renouvelables, en mettant en œuvre les travaux de construction des postes sources dans le cadre du dispositif réglementaire des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

Marché de l'électricité

Le marché français de la commercialisation de l'électricité est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients depuis le 1er juillet 2007.

71 fournisseurs d'électricité, opérant sur le marché français, sont en contrat avec Enedis. Ce contrat définit les modalités de fonctionnement entre le fournisseur et le distributeur lorsque le client souscrit un contrat unique englobant la fourniture et l'acheminement d'électricité.

La dynamique concurrentielle sur le marché de la fourniture s'accroît notablement, aussi bien pour les puissances souscrites supérieures à 36 kVA depuis la suppression des tarifs réglementés de ventes (TRV) pour ce type de puissance fin 2016, que désormais pour les puissances souscrites inférieures à 36 kVA dans la perspective de la fin partielle des TRV Professionnels annoncée pour fin 2020. Plus de 180 nouveaux acteurs fournisseurs de services exploitant les données de consommation des clients, sur autorisation de ces derniers, contribuent également significativement à la dynamique du marché.

Concessions

Au 31 décembre 2019, Enedis est co-concessionnaire avec EDF de 442 contrats de concessions, couvrant environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Ces contrats sont conclus pour une durée généralement comprise entre 25 et 30 ans.

En France, la distribution publique d'électricité est exploitée sous un régime de concession dérogatoire par rapport au droit commun des concessions locales de service public. Enedis est ainsi désignée par la loi (article L. 121-4 du Code de l'énergie) pour assurer le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution (desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, raccordement et accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de distribution). Enedis assure cette mission sur la majeure partie du territoire national, à l'exception des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, dans lesquelles cette même mission incombe à EDF, et de la zone de desserte exclusive des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession. Vingt-cinq ans après l'accord de 1992 avec la FNCCR, ce nouvel accord associe France urbaine qui représente les métropoles, les grandes intercommunalités urbaines et les villes et dont la plupart des membres disposent de la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité. Le nouveau modèle de contrat entériné par cet accord réaffirme les principes du modèle concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale, tout en tenant compte des enjeux de la transition énergétique. L'officialisation de ce nouveau modèle a ouvert la voie à une modernisation dans la durée de la relation d'Enedis avec les autorités concédantes. Le renouvellement des contrats de concession, engagé dès 2018, s'est poursuivi en 2019 à un rythme soutenu. Au 31 décembre 2019, plus de 170 autorités concédantes ont conclu un contrat de concession sur la base du nouveau modèle. D'autres négociations sont engagées ou programmées avec l'ambition de renouveler l'ensemble des contrats en cours avant fin 2021.

Conformément à l'article L. 334-3 du Code de l'énergie, les contrats de concession conclus ou modifiés depuis la création d'Enedis (sous son ancienne dénomination d'ERDF) sont signés conjointement par l'autorité concédante (collectivité territoriale ou établissement public de coopération), EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie « fourniture aux tarifs réglementés » et par Enedis (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie « réseaux de distribution ». Les contrats de concession en cours conclus avant la création d'ERDF, devenu Enedis, sont réputés signés selon les mêmes principes.

Dans les limites fixées par la loi et par la jurisprudence, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des biens de retour [(1)] (voir également les sections 1.4.2.2.4 « Les concessions de distribution publique d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés » et 1.5.1.3 « Les concessions de distribution publique et de fourniture d'électricité en France »).

1.4.4.2.3 Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

En juillet 2014, Enedis et GRDF ont signé un communiqué commun prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages. À ce jour, Enedis a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé la création de deux entités mixtes : l'UONRH-MS regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'OIT, l'Opérateur Informatique & Télécom, regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise en place de ces deux entités mixtes a pris effet au 1er janvier 2019.

(1) Les biens de retour sont ceux qui font obligatoirement retour à la collectivité concédante en fin de concession. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à cette collectivité. Ils sont définis par le contrat de concession ou même par la loi. À défaut, sont généralement qualifiés comme tels les biens indispensables à l'exécution du service concédé.

Pour Enedis, les autres activités supports (des domaines Véhicules & Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires) sont regroupées au sein d'une Direction des Services Supports.

En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus (11 notes réactualisées).

1.4.4.2.4 Enjeux futurs

Les réseaux intelligents (*smart grids*) et les compteurs communicants (Linky)

Enedis, garante de la continuité du service public de distribution d'électricité, investit en permanence pour développer, moderniser et sécuriser le réseau électrique. L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société française constitue un enjeu stratégique majeur. Pour y parvenir, Enedis a continué de déployer en 2019, de manière industrielle, le système communicant Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs, dits « compteurs communicants », qui peuvent recevoir des ordres et envoyer des données sans l'intervention physique d'un technicien. Ce système représente la première étape indispensable à la mise en place des *smart grids* ou « Réseaux intelligents ». Il s'agit d'équiper le réseau de distribution d'objets connectés dont le compteur Linky, pour intégrer la production d'électricité de source renouvelable qui se développe fortement, mieux garantir l'équilibre production-consommation en tout point du réseau électrique et permettre aux fournisseurs de proposer de nouveaux services énergétiques aux clients. Ces derniers ont accéléré en 2019 la mise en place d'offres contractuelles nouvelles rendues possibles par l'arrivée de Linky à grande échelle (tarifs différenciés, moins élevés, pour l'utilisation par exemple d'électricité dite « verte » produite à partir de panneaux photovoltaïques par exemple). La mise à disposition des clients, grâce à Linky, de courbes de consommation d'électricité à la journée, à la semaine ou au mois, favorise la maîtrise de l'énergie et est un levier concret, et attendu par les pouvoirs publics, de la transition énergétique. À fin 2019, 2 foyers français sur 3 sont équipés du compteur Linky.

Suite à une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, Enedis a lancé le 1er décembre 2015 le déploiement généralisé des compteurs Linky pour un montant total d'investissements de 3 972 millions d'euros [(1)] sur la période 2014-2021.

À fin 2019, les investissements cumulés (2014-2019) déjà réalisés sont de 2 733 millions d'euros, pour 23,4 millions de compteurs Linky installés (y compris compteurs de l'expérimentation), dont 21,6 millions ouverts à tous les services. À fin 2019, le taux de compteurs Linky posés est de 62,3 % pour une valeur repère fixée par la CRE pour fin 2019 à 61,4 % (voir aussi section 1.5.2.1.2 « Législation française : Code de l'énergie » – régulation Linky).

Transition énergétique

Les évolutions du mix électrique métropolitain matérialisées dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) annoncent une intégration croissante d'actifs décentralisés de production d'électricité renouvelable intermittente dans les réseaux électriques alors que de nouveaux postes de consommation sont amenés à se développer, notamment du fait de l'essor attendu du véhicule électrique. La transition énergétique nécessite le développement de capacité de stockage électrique et de services permettant d'optimiser la gestion de l'équilibre offre-demande du réseau. Elle implique l'intégration de services et équipements innovants sur l'ensemble des réseaux électriques (de la production à la consommation).

À cet égard, Enedis met en œuvre plusieurs solutions afin d'offrir aux consommateurs et aux entreprises un réseau profondément modernisé. Ces solutions portent notamment sur l'exploitation des réseaux basse et moyenne tension, l'intégration des énergies renouvelables et des véhicules électriques, la gestion du stockage, le maintien de la tension électrique. L'enjeu pour le distributeur est d'accompagner la transition énergétique en faisant évoluer les réseaux au meilleur coût pour la société. Grâce aux nouvelles technologies, un pilotage plus fin et plus réactif est possible, basé sur une meilleure connaissance de la consommation, de la production et de l'état du réseau. Cette « intelligence » permet d'éviter des surinvestissements en les dimensionnant à la pointe de la consommation, tout en garantissant la fiabilité du réseau, conformément au double objectif du service public confié à Enedis de performance et de sécurité.

Les solutions « smart » qui se déploient portent sur des domaines tels que l'innovation pour le réseau, les flexibilités, l'intégration des énergies renouvelables avec, par exemple, la proposition par Enedis de solutions techniques d'autoconsommation collective et individuelle en fonctionnement dans l'habitat collectif et bâtiments tertiaires, le stockage, la gestion des données ou les modèles économiques.

Industrialiser les solutions techniques

Enedis poursuit l'industrialisation de solutions de pointe dans les *smart grids* et met en œuvre, à partir d'un « socle réseau », des évolutions techniques du réseau : cela concerne l'ensemble des composantes du réseau avec des technologies numériques dans les postes sources (les PCCN, « Postes de Contrôle Commande Numérique », qui assurent la gestion centrale des automates de conduite du réseau, les FAR, « Fonctions d'Automatisation du Réseau », qui permettent de gérer l'insertion d'électricité de sources renouvelables), les postes de distribution (postes HTA/BT Smart), les capteurs sur le réseau et l'ensemble des outils SI (prévision, conduite, gestion prévisionnelle, Linky réseau, etc.).

Enedis va poursuivre en 2020 la modernisation du réseau, afin de faciliter l'accueil des énergies renouvelables et d'accompagner l'ensemble des acteurs du système électrique.

Numérisation des systèmes énergétiques : assurer la mutation digitale et la gestion des données

Le développement des systèmes de mesures couplées aux innovations numériques (Internet des objets) permettent d'accroître la collecte et l'analyse des données du réseau en vue d'en optimiser le pilotage. La *blockchain* ou l'intelligence artificielle offrent de nouvelles possibilités pour les gestionnaires de réseaux et l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur, notamment en matière de traçabilité de la production à la consommation, de planification des opérations de maintenance du réseau ou d'anticipation des équilibres offre-demande.

Dans cette mouvance le programme numérique engagé depuis 2014 par Enedis est arrivé à maturité. Il est basé sur quatre volets : la gestion de l'infrastructure (télé-conduite, maintenance prédictive etc.), le dialogue avec l'externe, la gestion des données des compteurs et des capteurs, et la transformation sociale et culturelle de l'entreprise qui dote ses collaborateurs de nouveaux outils connectés aux systèmes d'information. Il permet notamment de délivrer de meilleurs services aux clients. Enedis s'est organisée pour traiter, exploiter, agréger les données collectées et les mettre à disposition des différents acteurs du système électrique (fournisseurs, gestionnaire de réseaux de transport, collectivités, nouveaux entrants) dans le respect des règles de confidentialité et de sécurité.

Politiques énergétiques des territoires

Les territoires se saisissent des questions de transition énergétique du fait des nouvelles prérogatives confiées en la matière aux collectivités territoriales par la loi. Cette appropriation se traduit par la mise en œuvre de politiques énergétiques locales, notamment au travers de l'adoption des plans climat air énergie territoriaux (PCAET), qui définissent des objectifs au niveau des agglomérations en matière de développement des énergies renouvelables, d'infrastructures de mobilité électrique ou de réduction de la consommation finale.

Enedis agit pour les « villes du futur », ou *smart cities*, l'ensemble des territoires et les citoyens

L'autoconsommation, l'autoproduction, la mobilité électrique, les compteurs intelligents, la gestion des données et l'optimisation en temps réel des réseaux représentent les nouveaux enjeux des distributeurs d'électricité vis-à-vis de tous les territoires, et en particulier des métropoles. C'est aujourd'hui devenu une réalité.

Enedis promeut la place nouvelle de « DSO » (opérateur de systèmes de distribution), facilitateur de la transition énergétique dans tous les usages et à toutes les échelles, y compris locales (ville, quartier etc.), non seulement en termes de réseaux mais aussi de données associées, et dont ont besoin les acteurs territoriaux et notamment les métropoles ayant l'ambition de devenir des *smart cities*.

(1) Les coûts à terminaison du programme ont été revus à la baisse, de 4 455 à 3 972 millions d'euros sur la période 2014-2021, après prise en compte des prix des derniers marchés de matériels (compteurs concentrateurs) et de prestation de pose signés.

La présence d'Enedis évolue donc régulièrement pour s'adapter aux réorganisations territoriales et à la « métropolisation » de la société tout en réservant une qualité de fourniture électrique élevée dans les zones rurales. Enedis met à disposition des collectivités territoriales son expertise technique pour contribuer aux politiques énergétiques locales, aux territoires à énergie positive pour la croissance verte, aux plans de déplacement urbains et aux projets « smart cities ».

La politique d'*Open innovation* d'Enedis se développe également dans les territoires qui multiplient les initiatives énergétiques, technologiques et environnementales, et s'appuient sur de nombreuses startups. Enedis « fertilise » ces projets et ces développements avec ses propres recherches et innovations dans le domaine des *smart grids* et des data notamment. En 2019, Enedis a mis en œuvre son plan de développement stratégique axé sur l'ambition d'être un partenaire industriel de référence pour tous les acteurs de la mobilité électrique afin de co-construire les solutions permettant son développement à grande échelle.

En effet, l'intégralité des bornes de recharge va être directement ou indirectement raccordée au réseau de distribution dont Enedis assure le développement et l'exploitation. Dans le défi collectif que constitue la mobilité électrique, la contribution d'Enedis est attendue de la part de l'ensemble des acteurs, en particulier par les collectivités territoriales et les industriels dont Enedis est partenaire au quotidien avec une volonté affichée par Enedis de permettre la mobilité électrique partout et pour tous.

En 2019, les réalisations opérationnelles sur le terrain se sont accélérées : Enedis, en étroite relation avec les collectivités locales, est partenaire de plus de 120 projets concernant les véhicules légers, les autocars, les bus, les bateaux.

Ces réalisations attestent de la faisabilité et de l'industrialisation très proche de la mobilité électrique. Certaines mettent en œuvre de l'hydrogène produit par des moyens non émetteurs de CO_2. Elles permettent aux acteurs de l'écosystème de combiner leurs complémentarités, de mieux connaître le coût des opérations, et les leviers de simplification. Certaines évolutions comme l'électrification des flottes de bus sont en phase industrielle, d'autres comme l'équipement des parkings d'immeubles sont à un niveau de maturité moins avancé. La capacité à valoriser l'énergie disponible des batteries quand les véhicules ne roulent pas et ne se rechargent pas est également appelée à se développer.

Se tourner vers l'international

Dans le domaine des *smart grids*, Enedis est passée en quelques années du concept aux démonstrateurs, puis à l'industrialisation, avec un niveau de maturité élevé. Outre les compteurs communicants en déploiement, l'objectif est de déployer à grande échelle et sur des périmètres géographiques importants, des solutions *smart grids* sur les réseaux. La Belgique, l'Égypte, l'Indonésie et l'Inde ont retenu des solutions portées par Enedis et son expertise. En Inde en particulier le projet de déploiement de compteurs communicants dans la région de New Dehli est entré en 2019 dans sa phase opérationnelle.

Enedis continue à accompagner la filière industrielle française des réseaux électriques intelligents avec d'autres acteurs français du secteur, au sein de l'association *Thinksmartgrids* qui comprend désormais plus d'une centaine d'adhérents (grands groupes industriels, *start-ups*, universités ou instituts de recherche, etc.).

Aujourd'hui, l'ambition de l'équipe française des *smart grids* est de maintenir son *leadership* en Europe, et de rayonner dans le reste du monde.

Acquérir et développer les compétences de demain

Avec le réseau numérique, Enedis est devenue un opérateur de données, faisant apparaître des besoins de compétences en technologies de l'information, en télécoms et en cybersécurité. Enedis enrichit par ailleurs la relation avec ses clients *via* une stratégie numérique : application mobile, espace collectivités sur son site Internet et une présence renforcée en 2019 sur les réseaux sociaux.

Pour développer les compétences de demain, Enedis consacre 8 % de sa masse salariale à la formation quand l'obligation légale est de 1,6 %. La politique de recrutement s'inscrit dans une perspective de long terme et cible les cœurs de métiers (exploitation, maintenance et développement des réseaux), mais également les nouveaux métiers liés à la transformation numérique, avec 2 100 nouveaux recrutements prévus sur les 4 prochaines années.

Agir pour atténuer le changement climatique

Enedis réduit son empreinte carbone en améliorant la performance des ouvrages (transformateurs performants pour réduire les pertes électriques, maintenance des postes sources pour prévenir les fuites de gaz à effet de serre SF_6), en réduisant ses consommations d'énergie des bâtiments et en accélérant sa dotation de véhicules électriques. Le parc de plus de 2 200 véhicules électriques à fin 2019 va être porté à plus de 2 900 en 2020 sur un total de 17 500 véhicules, soit 16,6 % de la flotte d'entreprise.

Enedis œuvre en faveur de la préservation de la biodiversité avec des actions visant à protéger les oiseaux des risques d'électrocution. Enedis a pour objectif de réduire, valoriser et recycler les déchets issus de ses activités.

1.4.4.3 Systèmes Énergétiques Insulaires

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés, ou faiblement connectés, à la plaque continentale : la Corse, les départements d'Outre-mer (excepté Mayotte) et les collectivités d'Outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, ainsi que plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux structures :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires assurant au quotidien l'équilibre entre offre et demande, gérant l'ensemble des réseaux et exerçant une activité de commercialisation au tarif réglementé de vente, orientée par une politique active d'efficacité énergétique ;
- la filiale EDF Production Électrique Insulaire en charge de la construction et de l'exploitation des nouveaux moyens de production.

Les surcoûts de production dans ces territoires par rapport aux coûts équivalents de métropole sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre compensés par le budget de l'État (voir section 1.5.1.2 « Service public en France »).

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution (voir section 1.5.2.1.2 « Législation française : Code de l'énergie »).

PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DES SEI

	Données à fin 2019 Total
Nombre de clients	Environ 1 167 500
Longueur réseaux *(en km)*	Environ 37 800
Puissance nette installée du parc *(en MW)*	2 060
dont parc hydraulique et autres renouvelables	*21 %*
*dont parc thermique**	*79 %*
Production* *(en GWh)*	5 785
dont production hydraulique	*20 %*
Achats d'énergie auprès des tiers (en GWh)	4 162
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	*39 %*
dont autres énergies	*61 %*
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR EDF ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	**9 947**

* *Données incluant EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF*

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production de l'électricité et le prix de vente au tarif par la péréquation tarifaire, EDF développe dans ces territoires une action volontariste de maîtrise de la demande en énergie (MDE) en collaboration avec l'ensemble des acteurs institutionnels (représentants des services de l'État, de la collectivité, de la Commission de régulation de l'énergie, de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, des institutions locales…).

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à moderniser et à renforcer le parc de production d'électricité

Le groupe EDF a entrepris, en conformité avec les PPE des territoires, de remplacer ses principales centrales en fin de vie. Les nouvelles centrales seront construites et exploitées par la filiale EDF PEI (Production Électrique Insulaire).

Les chantiers de construction de quatre centrales moteurs ont été menés à bien entre 2012 et 2015, pour une capacité nette totale de près de 746 MW : Port-Est à la Réunion, Bellefontaine B à la Martinique, Pointe-Jarry en Guadeloupe et Lucciana B en Haute-Corse. Ces nouveaux moyens de production, équipés de technologies innovantes, permettent au Groupe de délivrer de meilleures performances industrielles et environnementales, et contribuent à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires. Deux autres projets sont en cours de préparation, en Corse et en Guyane.

Actuellement partenaire dans une ferme PV avec stockage en Guyane et dans une ferme éolienne avec stockage en Martinique (mise en service en 2019), EDF PEI renforce également sa présence dans les ENR par le biais de projets en relation avec EDF Renouvelables.

L'extension de la centrale de Saint-Barthélemy (deux nouveaux moteurs de 16 MW) et le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon (21 MW) sont opérationnels respectivement depuis 2014 et 2015.

La centrale de Saint-Martin a été livrée fin juin 2016 pour une puissance installée de 40 MW.

Des investissements dans les réseaux électriques

La poursuite de la croissance de la consommation dans ces territoires malgré les actions d'efficacité énergétique engagées, ainsi que le développement des énergies renouvelables, et le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production, conduisent le groupe EDF à poursuivre le développement et le renforcement des réseaux électriques.

Au total, EDF a investi en 2019 plus de 270 millions d'euros dans les activités Production (incluant EDF PEI) et Réseaux.

Une implication dans des projets destinés à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité et à optimiser la gestion des systèmes électriques.

La loi de transition énergétique fixe un objectif d'autonomie énergétique à 2030 pour les DOM et 2050 pour la Corse.

Le groupe EDF soutient l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux SEI. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie abondante et garantie à coûts de production compétitifs mais aussi maîtrisés sur la durée, de manière à les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique : biomasse, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les SEI, en proposant des évolutions de leurs spécifications techniques, en adaptant le système électrique pour le rendre plus robuste aux perturbations, en développant des techniques de mesure communicantes. EDF est également porteur de trois projets de batteries 5 MW pour assurer une fonction de soutien au réseau en cas d'aléa, parmi un ensemble de projets de stockage sélectionnés en 2018 par la CRE.

Des travaux sont également en cours pour faire émerger des micro-réseaux alimentés à 100 % en énergies renouvelables dans certaines zones isolées. Un système innovant associant photovoltaïque, pilotage numérique et stockage a ainsi été installé en 2017 sur l'île de Sein, permettant une alimentation 100 % d'origine renouvelable pendant plusieurs heures par jour ; une partie du cirque de Mafate à la Réunion est alimentée par de la production solaire avec une batterie et un stockage hydrogène. Plusieurs autres projets sont en cours, notamment pour des zones isolées dans les communes de l'intérieur de Guyane (Maripasoula, Papaicthon, Saint Georges de l'Oyapock).

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE), dont un des outils principaux sont les aides publiques à l'équipement (plus de 600 millions d'euros validés par la CRE pour la période 2019-2023). EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label Agir Plus.

EDF a engagé le déploiement dans les départements d'Outre-mer (hors Mayotte) et en Corse, de 1,2 million de compteurs numériques d'ici fin 2023. Cela représente un investissement de 268 millions d'euros. Ces compteurs numériques contribueront à moderniser profondément la relation aux clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique. À fin 2019, plus de 300 000 compteurs ont été posés.

1.4.4.4 Électricité de Strasbourg

ÉS est l'énergéticien alsacien durablement engagé dans la performance énergétique et économique de son territoire au travers de ses quatre activités : la distribution d'électricité, la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet à ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

ÉS effectue également des prestations au profit d'Entreprises Locales de Distribution (ELD) dans l'est de la France.

ÉS est détenue à hauteur de 88,64 % par EDF, le solde des actions étant détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur Euronext Paris.

1.4.4.4.1 Distribution

Strasbourg Électricité Réseaux exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité en toute indépendance.

Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique de plus de 15 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes qui lui ont concédé leur réseau de distribution d'électricité, les contrats de ces concessions ayant été renouvelés entre 1993 et 2001 pour une durée de 40 ans. Le territoire desservi couvre les trois quarts du département du Bas-Rhin et compte plus de 560 000 points de livraison en Basse et Haute Tension de niveaux A et B, ainsi que des connexions avec le réseau d'Enedis et deux autres gestionnaires de réseaux en aval.

Afin de se conformer aux évolutions récentes du Code de l'énergie, ÉS a procédé au processus de filialisation de son activité de distribution au 1er mai 2017.

1.4.4.4.2 Commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'ÉS.

À fin 2019, ÉS Énergies Strasbourg fournit en énergies plus de 550 000 clients en électricité (y compris renouvelable) et plus de 113 000 en gaz, aussi bien particuliers qu'entreprises (tertiaire et industrie) ou collectivités.

En complément de la fourniture d'électricité et de gaz, ÉS Énergies Strasbourg propose à ses clients des services associés, tels que des services de dépannage (électricité, gaz ou plomberie), et des services digitaux destinés à aider les clients à mieux gérer leurs consommations. ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement sur la rénovation et la construction dans l'habitat *via* un portail de mise en relation des clients avec un réseau de partenaires locaux. Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg est active dans le développement du photovoltaïque et promeut la mobilité douce dont notamment les infrastructures de recharge des véhicules électriques.

1.4.4.4.3 Services énergétiques

ÉS Services Énergétiques, filiale de services énergétiques, détenue à parts égales par ÉS et Dalkia est active dans la conception/exploitation des réseaux de chaleur, la rénovation énergétique des bâtiments et la gestion technique et l'optimisation des installations énergétiques. Elle réalise également des activités de conception, réalisation et exploitation en génie électrique, éclairage industriel et public, ainsi que des activités d'ingénierie de restauration collective.

1.4.4.4.4 Production d'énergie renouvelable

Géothermie profonde

ÉS est un des principaux acteurs de la géothermie profonde en France. Elle exploite depuis trois ans la première centrale de géothermie profonde à usage industriel à Rittershoffen.

La production de la centrale de Rittershoffen est en constante progression et devrait atteindre une moyenne annuelle d'environ 180 GWh thermique d'eau surchauffée renouvelable à partir d'une ressource géothermale située à plus de 2 500 mètres de profondeur.

ÉS exploite également la centrale située à Soultz-sous-Forêts qui a produit 6,3 GW électriques en 2019.

ÉS a lancé en 2017 le projet de géothermie d'Illkirch Graffenstaden, qui vise à alimenter le futur réseau de chaleur du Parc d'Innovation et ses environs. Ce projet est porté par une filiale 100 % ÉS, ÉS Illkirch Géothermie. Ce projet vise à permettre la production de chaleur et d'électricité. Le premier forage a atteint la cible de 3 400 mètres de profondeur en août 2019. Le second forage devrait être réalisé après une étude complémentaire, afin d'intégrer les enseignements du premier forage, notamment sur le plan géologique.

Biomasse

Dans le domaine de la biomasse, la centrale de cogénération biomasse produit 70 GWh d'électricité d'origine renouvelable et 112 GWh de chaleur d'origine renouvelable, qui alimentent deux des trois principaux réseaux de chaleur de la ville de Strasbourg.

Hydraulique

ÉS a inauguré en septembre 2019 la nouvelle centrale hydraulique du Framont, réhabilitée après plusieurs mois de travaux. Unique dans le Grand-Est avec ses 70 mètres de chute *via* des conduites forcées, cette centrale, d'une puissance de 400 kW, permettra la production d'environ 1 500 MWh/an, soit la consommation annuelle de 350 logements.

1.4.5 Activités du Groupe à l'international

1.4.5.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité d'EDF Energy et EDF Trading (voir 1.4.6.3 « Optimisation et trading – EDF Trading »).

EDF Energy est principalement présent dans la production d'électricité au Royaume-Uni, la fourniture aux particuliers et aux clients professionnels d'électricité, de gaz et de services liés, la construction de réacteurs nucléaires de nouvelle génération et dans une moindre mesure, le développement et l'exploitation de projets renouvelables en joint-venture avec EDF Renouvelables.

EDF Energy est l'une des plus grandes entreprises énergétiques et le plus gros producteur d'électricité bas carbone du Royaume-Uni. EDF Energy produit 15% de l'électricité du pays par l'intermédiaire de ses centrales nucléaires, de ses centrales à charbon et à gaz et de ses centrales de cogénération.

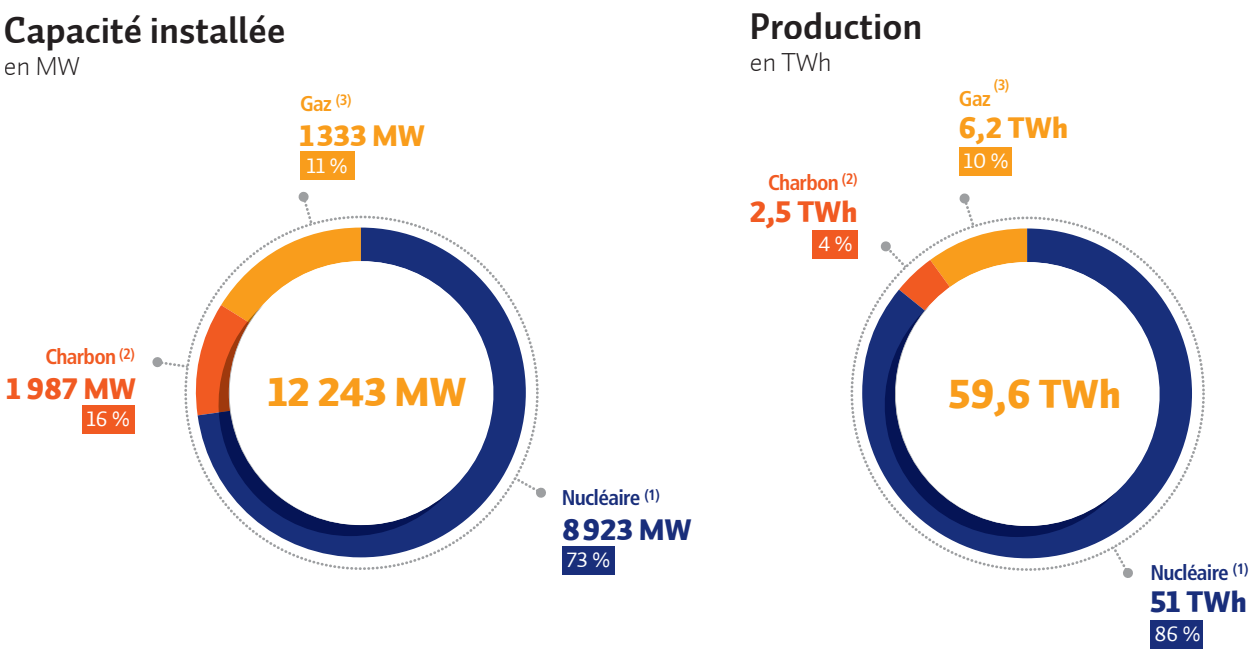
L'entreprise fournit du gaz et de l'électricité à 5,36 millions de comptes clients professionnels et résidentiels à fin décembre 2019.

En partenariat avec China General Nuclear Power Corporation (CGN), EDF Energy construit une centrale sur le site de Hinkley Point dans le Somerset (EDF détenant 66,5 % et CGN 33,5 %), et participe au développement d'autres projets de Nouveau Nucléaire à Sizewell dans le Suffolk (EDF détenant 80 % et CGN 20 % au stade du développement) et à Bradwell dans l'Essex (EDF détenant 33,5 % et CGN 66,5 % au stade du développement).

La société compte environ 11 834 salariés au 31 décembre 2019 répartis sur ses différents sites à travers le pays.

En 2019, la production totale d'électricité globale en Grande-Bretagne a été d'environ 336 TWh et la fourniture d'électricité au Royaume-Uni proche de 294 TWh. Le volume total de gaz fourni aux clients particuliers au Royaume-Uni s'est élevé à 289 TWh en 2019.

Capacité installée et production d'EDF Energy au Royaume-Uni – 2019



(1) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire et de la production nucléaire, réparties à 80 %/20 % entre EDF Energy et Centrica.
(2) La capacité de charbon représente une « capacité d'entrée de connexion ».
(3) La capacité gaz inclut 1,35 MW de Barkantine CHP.
NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

EDF Energy	31/12/2019	31/12/2018
Électricité fournie [1] *(en GWh)*	44 526	43 939
Gaz fourni *(en GWh)*	28 527	28 944
Nombre de comptes clients résidentiels *(en milliers)* [2]	5 043	4 945
Nombre de salariés [3]	11 834	12 292
Taux global d'accidents déclarés [4]	1,03	1,12

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.
(2) Données à la fin de l'exercice.
(3) Effectif fin de période, y compris les salariées en congé maternité.
(4) Taux global d'accidents déclarés : Nombre annuel total d'accidents du travail avec arrêts, décès, blessures traitées au travail (hors premiers soins)/nombre d'heures travaillées × 1 000 000. Cela concerne tous les salariés, le personnel intérimaire et le personnel des sous-traitants hors EDF Renewables UK et hors projet Hinkley Point C. Le taux de fréquence d'accidents pour Hinkley Point C s'élève à 0,084 à fin décembre 2019.

1.4.5.1.1 Stratégie

Vue d'ensemble

La stratégie d'EDF Energy « *Our future is electric* » vise à conduire la transition vers une production énergétique bas carbone en luttant contre le changement climatique dans cinq domaines : le service clients, la production d'électricité, la construction du nouveau nucléaire, la fourniture de services liés à l'énergie et de services techniques, et les énergies renouvelables (dans ces deux derniers domaines par le biais de joint-ventures (JV) respectivement avec Dalkia et EDF Renouvelables). EDF Energy et les JV ont pour ambition d'être leaders dans leur domaine respectif en tirant profit de leur appartenance au groupe EDF et d'être les seuls à couvrir les cinq domaines. Cette stratégie est cohérente avec le plan CAP 2030 du groupe EDF et a pour priorités la sûreté, l'optimisation des coûts à tous les niveaux et la R&D.

Dans le cadre de son activité de fourniture d'énergie, EDF Energy se concentre désormais sur l'excellence de ses services aux clients obtenant ainsi une note de 4,4/5 sur Trustpilot au quatrième trimestre 2019. Après une transformation réussie de cette activité lui permettant d'atteindre son plus haut niveau de profit en 2018, le plafonnement tarifaire en vigueur sur le marché résidentiel britannique depuis début 2019 associé à une concurrence sans précédent, impose désormais à EDF Energy de mettre en œuvre un nouveau plan de redressement.

Parallèlement, dans le cadre du programme national, EDF Energy remplit ses obligations réglementaires en déployant à moindre coût des compteurs intelligents chez ses clients et les petites entreprises. Elle développe également de nouveaux services et de nouvelles sources de revenus en proposant, en plus de la fourniture d'énergie, des produits énergétiques intelligents en réponse aux opportunités du marché en matière de flexibilité et d'électrification de l'économie. Elle s'appuie sur son accélérateur d'innovation Blue Lab et sur des produits tels que le véhicule électrique, la recharge intelligente et des offres associées d'approvisionnement en électricité, soutenue par le positionnement de la marque « Generation Electric ».

L'objectif d'EDF Energy est d'aider les entreprises à explorer et à développer des solutions permettant de réaliser des économies d'énergie, de carbone et de coûts, notamment grâce à la plate-forme de flexibilité Powershift, et ce avec l'aide d'Imtech. Ce dernier est l'un des plus grands prestataires de services techniques et d'ingénierie au Royaume-Uni et en Irlande, détenu conjointement avec Dalkia, qui a récemment acquis Breathe, un prestataire de services énergétiques britannique opérant essentiellement dans le secteur public (voir aussi section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

En matière de production d'électricité, l'objectif d'EDF Energy est de créer de la valeur au travers de ses activités existantes et nouvelles. EDF Energy cherche à sécuriser la valeur créée par ses actifs nucléaires, charbon et gazier existants tout en assurant une excellence opérationnelle continue et une production sûre et fiable.

Depuis 2009, la société a allongé la durée de vie de ses réacteurs nucléaires refroidis au gaz (RAG) de 8 ans en moyenne. Néanmoins, compte tenu des gros composants qui ne peuvent pas être remplacés, il existe une limite technique à la durée de vie des réacteurs RAG. Lors de l'arrêt planifié du réacteur 3 de Hunterston B en 2018 pour des inspections du graphite, de nouvelles fissures de racines des rainures de clavette ont été découvertes dans le noyau du réacteur. La décision a alors été prise de mettre hors service les deux réacteurs de Hunterston (3-4) et de mener le programme d'inspection du graphite le plus important jamais entrepris. Il était prévu que le graphite se modifie avec le temps et son vieillissement est un facteur qui déterminera la durée d'exploitation de l'ensemble des centrales britanniques de type RAG. En août 2019, l'ONR, l'autorité indépendante de sûreté nucléaire du Royaume-Uni, a autorisé EDF Energy à redémarrer le réacteur 4 pour approximativement 4 mois de production. L'unité a fonctionné en continu jusqu'en décembre 2019 avant qu'il ne soit arrêté de nouveau pour davantage d'inspections dans le cadre du dossier de sûreté. Le dossier de sûreté pour la remise en service du réacteur 3 a été soumis l'ONR pour examen. Dans la mesure où la fin de vie de ces réacteurs approche, EDF Energy vise à optimiser leur valeur de fin de vie et à développer de nouvelles activités dans le démantèlement nucléaire, en s'appuyant sur son expertise dans le fonctionnement des centrales nucléaires existantes au Royaume-Uni. Le département britannique des Affaires, de l'Énergie et des Stratégies industrielles (BEIS) travaille avec EDF Energy et l'autorité britannique de démantèlement nucléaire (*Nuclear Decommissioning Authority* – NDA) afin d'étudier comment planifier et réaliser un démantèlement efficace et rentable des centrales, et comment les centrales seront détenues et gérées à l'avenir.

Le réacteur à eau pressurisée (REP) de Sizewell B a une durée de vie restante plus longue et, bien que des travaux doivent encore être effectués pour garantir une extension de sa durée d'exploitation, EDF Energy estime qu'il devrait être possible de la prolonger d'environ 20 ans par rapport à la date de démantèlement actuellement estimée à 2035.

EDF Energy procède également au démantèlement de la centrale à charbon de Cottam, fermée en 2019 après plus de 50 ans d'exploitation. Un élément-clé réside dans le plan de ressources humaines visant à préserver et à développer les compétences à mesure que l'entreprise évolue de la production vers le démantèlement. D'autres actions stratégiques importantes concernant le parc de production portent sur l'optimisation du fonctionnement de la centrale de West Burton B (dotée de turbines à Cycles Combinés Gaz) et de la durée de vie restante de la centrale à charbon de West Burton A au sein du marché britannique des capacités. Cette centrale dispose d'accords de capacité jusqu'en septembre 2021. EDF Energy soutient la politique du gouvernement visant à mettre fin à la production de charbon d'ici 2024 mais continue à examiner les options au-delà de septembre 2021.

En partenariat avec China General Nuclear Power Corporation (CGN), EDF Energy entreprend la construction de deux nouvelles tranches nucléaires (d'une capacité totale de 3,2 GW) à Hinkley Point, dans le Somerset, reposant sur la technologie EPR. EDF Energy travaille également avec CGN pour poursuivre la préparation du projet de construction d'un EPR similaire de 3,2 GW à Sizewell, dans le Suffolk. Un autre projet de nouvelle centrale nucléaire reprenant la technologie chinoise « UK HPR1000 » de CGN est en cours d'élaboration à Bradwell, dans l'Essex.

Parmi les étapes-clés figure l'atteinte, à l'été 2019 dans les délais prévus, du premier jalon J0 de construction du projet Hinkley Point ainsi que la consultation menée par le gouvernement du Royaume-Uni concernant un nouveau modèle de base d'actifs régulés pour le financement des nouvelles centrales nucléaires (voir section 1.4.5.1.2.4 « Division nouveau nucléaire »).

EDF Energy poursuit l'exploitation et le développement de nouveaux projets de production et de stockage d'énergies renouvelables grâce à la joint-venture EDF Renewables UK avec EDF Renouvelables. En 2019, EDF Renewables UK a acquis la *start-up* britannique Pivot Power, spécialisée dans les infrastructures de stockage et de recharge des véhicules électriques, renforçant ainsi la position du Groupe dans ces deux domaines sur le marché britannique.

Réglementation

Brexit et Traité Euratom

Le Royaume-Uni a voté en faveur de la sortie de l'Union européenne le 23 juin 2016 (voir aussi la section 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques »).

Suite à ce vote, un Accord de Retrait et une Déclaration Politique, définissant le cadre des relations futures entre l'Union européenne et le Royaume-Uni après sa sortie de l'Union européenne et d'Euratom, ont été initialement convenus en novembre 2018 puis ont été révisés en octobre 2019. Ces documents révisés ont ensuite été approuvés par le Parlement britannique et les institutions de l'UE en janvier 2020. Il en résulte que le Royaume-Uni a quitté l'UE le 31 janvier 2020 et est entré ensuite dans une période de transition qui doit actuellement se terminer le 31 décembre 2020.

Pendant la période de transition, EDF Energy ne devrait pas être affecté de manière significative par le retrait du Royaume-Uni, notamment en ce qui concerne les échanges commerciaux du Royaume-Uni avec l'UE et le reste du monde ainsi que le libre accès à la main-d'œuvre de l'UE (accords de mobilité des personnes/travailleurs).

Il est important de noter que les éléments de ces deux documents se rapportant spécifiquement à l'« énergie » et au « nucléaire civil » sont restés pratiquement inchangés entre les versions de novembre 2018 et d'octobre 2019. Le volet nucléaire civil de la Déclaration Politique comprend un engagement en faveur d'un accord de coopération nucléaire de grande envergure entre Euratom et le Royaume-Uni. Elle stipule également que les deux parties conserveront les mêmes normes élevées en matière d'aides d'État, de concurrence, de normes sociales et d'emploi, d'environnement, de changement climatique et de questions fiscales pertinentes.

Le gouvernement britannique a bien progressé dans le traitement d'un certain nombre de questions-clés pour le secteur nucléaire civil :

- le Royaume-Uni et l'Union européenne sont parvenus à un accord sur l'ensemble des questions relatives au retrait d'Euratom ;
- la création de garanties nucléaires spécifiques au Royaume-Uni et leur accréditation ultérieure par l'AIEA ;
- des accords de coopération nucléaire avec les États-Unis, le Canada, l'Australie et le Japon.

Nonobstant les progrès réalisés par le gouvernement et les mesures d'atténuation prises par EDF Energy et le groupe EDF, des risques importants demeurent, en particulier, dans le cadre d'un scénario sans accord, sur la relation future après le 31 décembre 2020. Le Brexit pourrait notamment avoir comme impacts l'imposition de barrières tarifaires et non tarifaires et le risque de retards dans les ports/aéroports perturbant les chaînes d'approvisionnement (ce qui pourrait avoir une incidence sur la performance des centrales et le calendrier de construction de Hinkley Point C), ainsi que la capacité à accéder à une main-d'œuvre qualifiée, notamment pour la construction de Hinkley Point C.

Concernant la mobilité de la main-d'œuvre, en collaboration avec d'autres parties prenantes, les travaux avec le gouvernement se poursuivent sur les grandes lignes de ses propositions pour son futur système d'immigration (post-Brexit). EDF Energy continuera à surveiller tout événement ultérieur et modifiera les mesures d'atténuation si nécessaire.

Marché de capacité

Suite à la décision prise le 15 novembre 2018 par le Tribunal de la Cour de justice de l'Union européenne d'annuler la décision de la Commission européenne de ne pas s'opposer au régime d'aides instaurant un marché de capacité au Royaume-Uni, le gouvernement britannique a mis en place des accords de moratoire en vertu desquels les paiements aux fournisseurs de capacités ont été suspendus, mais d'autres éléments du régime ont continué à fonctionner dans la mesure du possible. Le 21 février 2019, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie sur ce régime à l'issue de laquelle, le 24 octobre 2019, la Commission a approuvé le régime d'aides instaurant un marché de capacité. Le lendemain, le gouvernement britannique a ordonné le rétablissement du fonctionnement intégral du marché de capacité. Les paiements différés relatifs à la période de moratoire ont été versés aux fournisseurs de capacités en janvier 2020.

1.4.5.1.2 Activités d'EDF Energy

1.4.5.1.2.1 Production nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires (soit quinze réacteurs) d'une capacité totale de 8,9 GW au Royaume-Uni. Depuis 2009, Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, société détenant les actifs de production nucléaire (hors Nouveau Nucléaire).

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) sont des centrales à réacteurs avancés refroidis à gaz (RAG) ; la huitième, Sizewell B, est une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP).

Sûreté et radioprotection

La sûreté nucléaire est la priorité absolue d'EDF Energy. En 2019, aucun événement de sûreté n'a été enregistré à un niveau supérieur au niveau 1 (anomalie) sur l'*International Nuclear Event Scale* (échelle INES). En 2018 avait été déclaré un événement de niveau 2 (incident).

Des procédures strictes sont appliquées pour contrôler et réduire le plus possible les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires d'EDF Energy. En 2019, la dose individuelle moyenne reçue par l'ensemble des employés des sites nucléaires d'EDF Energy a été de 0,055 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2019 est de 4,4 mSv sachant que la dose limite légale est de 20 mSv par an.

La durée de vie de chaque centrale est principalement déterminée par sa capacité technique à maintenir le niveau de sûreté requis. Celle-ci est ré-estimée à chaque arrêt programmé avant la période d'exploitation suivante au moyen d'opérations d'inspection, de maintenance, de tests et d'évaluation de la performance de la centrale. Après chaque arrêt programmé, le redémarrage du réacteur doit faire l'objet d'une autorisation préalable de l'Autorité de sûreté nucléaire du Royaume-Uni (*Office for Nuclear Regulation* – ONR). La période d'exploitation courante entre les arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de dix-huit mois pour Sizewell B.

Par ailleurs, tous les dix ans, les centrales font l'objet d'un examen périodique de la conception et de la sûreté opérationnelle et organisationnelle plus minutieux et plus étendu (*Periodic Safety Review* – PSR), qui doit également être validé par l'ONR afin de pouvoir poursuivre l'exploitation. Depuis 2014, les centrales suivantes ont obtenu la validation de l'ONR pour leur PSR respectif : Sizewell B, Hinkley Point B, Hunterston B, Dungeness B, Hartlepool et Heysham 1. Les PSR de Heysham 2 et Torness se sont déroulés en 2018 et la validation de l'ONR a eu lieu en janvier 2020. Le prochain PSR à soumettre à l'ONR est prévu en janvier 2024 pour Sizewell B avec une validation attendue en janvier 2025.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans et Sizewell B pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience d'EDF Energy en matière de sûreté accumulés au fil des ans, ont permis d'allonger les durées d'exploitation prévues des centrales RAG.

Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, les durées d'exploitation des centrales RAG ont été prolongées de huit ans en moyenne. Les prolongations les plus récentes ont été annoncées en février 2016. Les durées d'exploitation de Hartlepool et Heysham 1 ont été prolongées de cinq ans, celles de Heysham 2 et Torness de sept ans.

Bien que les travaux permettant l'extension de la durée d'exploitation de Sizewell B n'aient pas encore été entrepris, EDF Energy estime que la durée d'exploitation de la centrale pourrait être allongée d'environ 20 ans.

DURÉE D'EXPLOITATION* ET DATES DE FERMETURE

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté programmés
Hinkley Point B	RAG	Févr. 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Févr. 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Dungeness B	RAG	Avr. 1983	45 ans	20 ans	2028	2018
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Torness	RAG	Mai 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	–	2035	2025

* *Telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par le NDA.*

PUISSANCE ET PRODUCTION PAR CENTRALE ÉLECTRIQUE

Centrales électriques	Puissance [1] *(en MW)*	Production [2] *(en TWh)*	
Centrales électriques RAG		2019	2018
Dungeness B	1 090	(0,2)	5,7
Hartlepool	1 185	7,6	8,1
Heysham 1	1 060	6,8	7,4
Heysham 2	1 240	10,3	8,9
Hinkley Point B	965	6,9	7,2
Hunterston B	985	1,0	3,8
Torness	1 200	10,1	8,6
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	8,5	9,4
TOTAL	**8 923**	**51,0**	**59,1**
FACTEUR DE CHARGE [3]		**65 %**	**76 %**

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau.
(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts planifiés, non planifiés et pour rechargement en combustible.
(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité sur la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Le parc nucléaire a généré 51 TWh en 2019, soit 8,1 TWh de moins qu'en 2018 (59,1 TWh). La diminution de la production est en grande partie attribuable aux arrêts prolongés de Dungeness B pour remédier à la corrosion dans les conduites d'eau de refroidissement et à la découverte de fissures dans les conduites de vapeur, ainsi qu'aux arrêts prolongés de Hunterston B pour les inspections du graphite et les études de sûreté.

Des arrêts programmés ont été réalisés sur le réacteur 2 de Hartlepool, le réacteur 3 de Hinkley Point B, le réacteur 3 de Hunterston B et Sizewell B.

Un arrêt programmé du réacteur 22 de Dungeness B a été lancé en août 2018, associé à un arrêt du réacteur 21 initié en septembre pour effectuer des travaux sur les systèmes communs. Ces arrêts ont été prolongés afin de remédier à la corrosion dans les conduites d'eau de refroidissement et aux fissures dans les conduites de vapeur. Les unités devraient être remises en service entre avril et mai 2020.

Le réacteur 3 de Hunterston B a été arrêté en raison d'une inspection prévue du noyau en graphite en mars 2018. Suite à la découverte de nouvelles fissures de racines des rainures de clavette dans le noyau du réacteur à un rythme légèrement supérieur à celui modélisé dans le dossier de sûreté actuel, EDF Energy a pris la décision de maintenir le réacteur hors service pour effectuer des inspections et des travaux de sûreté supplémentaires. Une inspection du noyau en graphite du réacteur 4 de Hunterston B, prévue pour 2019, a également eu lieu plus tôt, en octobre 2018. Un dossier de sûreté pour la remise en service du réacteur 3 a été soumis à l'ONR en juin 2019 et est en cours d'évaluation. Entre-temps, le réacteur 4 a été remis en service en août 2019, puis a été de nouveau arrêté en décembre 2019 en attendant la validation du dossier du réacteur 3. Les deux unités devraient être remises en service au premier trimestre 2020, sous réserve que l'examen du dossier de sûreté aboutisse dans ce calendrier, étant entendu que les dates programmées pour le retour de ces tranches ont été repoussées à plusieurs reprises au cours de l'année 2019 en raison de la complexité de ce dossier.

Gestion des déchets radioactifs

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en quatre catégories :

- les déchets de « faible activité » (*Low Level Waste* – LLW), pour lesquels un exutoire existe avec le centre de stockage en subsurface de Drigg en Cumbria ;
- les déchets de « moyenne activité » (*Intermediate Level Waste* – ILW) pour lesquels aucun exutoire n'est actuellement disponible au Royaume-Uni ;
- les déchets de « haute activité » (*High Level Waste* – HLW) qui se définissent comme des déchets radioactifs dont la température peut s'élever significativement du fait du niveau de radioactivité, si bien que ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage de ces déchets ;
- les déchets de « très haute activité » (*Higher Activity Waste* – HAW) qui regroupent les déchets HLW, ILW et LLW qui ne peuvent être stockés dans des exutoires en subsurface.

La stratégie d'EDF Energy concernant les déchets LLW et HAW est conforme à la volonté des gouvernements britanniques et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). Elle favorisera également l'utilisation optimale du centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria au Royaume-Uni. À l'heure actuelle, seule une voie d'évacuation pour les déchets LLW existe au Royaume-Uni.

Les déchets HAW sont entreposés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites des centrales appartenant à EDF Energy en attendant que l'Angleterre et l'Écosse déploient des solutions de stockage à plus long terme à l'échelle nationale.

En vertu de dispositions contractuelles historiques, le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de retraitement de Sellafield (détenu par la NDA) en vue d'y être retraité ou entreposé sur le long terme. Les déchets HAW, à forte capacité thermique provenant du retraitement du combustible usé des réacteurs de type RAG, sont transformés en blocs de verre pour un entreposage sûr et de longue durée.

S'agissant de Sizewell B, le combustible usé est entreposé sur site et EDF Energy a construit une installation d'entreposage à sec sur le site afin de garantir l'entreposage en toute sécurité du combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage en surface sur le long terme, le combustible REP usé de Sizewell B sera ensuite placé dans un futur site de stockage géologique du Royaume-Uni.

Du fait de la nature des activités d'EDF Energy et des liens historiques avec le gouvernement britannique, la NDA approuve la stratégie d'EDF Energy concernant le combustible usé et la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales d'EDF Energy. Toutefois, des politiques visant à améliorer et à minimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets sont mises en œuvre par EDF Energy, sur la base des politiques plus larges établies à l'échelle de l'entreprise en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et démantèlement des centrales – Accords de Restructuration

Des accords ont été initialement conclus en 2005 dans le cadre du plan de restructuration de l'ancien groupe British Energy, sous l'égide du gouvernement britannique, afin de stabiliser sa situation financière. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, c'est EDF Energy Nuclear Generation Limited qui en est désormais bénéficiaire.

En vertu de ces accords de restructuration :

- le Fonds pour les engagements nucléaires (*Nuclear Liabilities Fund* – NLF), un organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique a accepté de financer dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale de Sizewell B) et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) portant sur la gestion du combustible usé RAG et du déchet radiactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield.

EDF Energy et les autorités britanniques ont engagé en 2019 des discussions en vue de préciser les conditions de mise en œuvre de certains des accords conclus en janvier 2005 lors de la restructuration de British Energy, en particulier le *Nuclear Liabilities Funding Agreement* (NLFA), dans la perspective des fermetures à venir de tranches nucléaires. L'objectif de ces discussions est de préciser la définition des coûts de démantèlement à recouvrer par EDF Energy auprès du *Nuclear Liabilities Fund* (et, le cas échéant, auprès du Trésor britannique qui garantit le NLF), et de préciser les conditions d'exercice par les autorités britanniques de l'option qu'elles détiennent d'acquérir les centrales nucléaires à l'issue de la phase de déchargement du combustible (droit régi par l'*Option Agreement*). Ces discussions ont conduit en 2019 à un accord de principes et se poursuivent en vue d'aboutir à des accords complets et engageants.

EDF Energy prépare une modification du *Baseline Decommissioning Plan* (BDP) en vigueur, approuvé en 2017, dans la perspective de refléter la modification envisagée de la répartition des responsabilités entre, d'une part, EDF Energy sur la phase de déchargement du combustible et, d'autre part, l'agence publique NDA (*Nuclear Decommissioning Authority*) sur la phase de déconstruction. Une première étape correspondant à la mise à jour du devis d'évacuation du combustible s'est ainsi traduite par un dépôt par EDF Energy du *Decommissioning Plan* en janvier 2020, sur lequel un retour de la NDA est attendu pour avril 2020, la deuxième étape, correspondant à la mise à jour des devis portant sur la phase de déconstruction, est prévue pour 2021.

Ces travaux ont conduit à une révision à la hausse de la provision pour démantèlement à fin 2019. La créance représentative des remboursements à recevoir du NLF a augmenté du même montant.

1.4.5.1.2.2 Production thermique et stockage gaz

Centrales électriques	Localisation	Année de mise en service	Nombre d'unités	Type de centrale	Puissance *(en MW)*	Production *(en TWh)* 2019	2018
Cottam	Nottinghamshire	1970	4	Charbon	2 000	1,7	2,7
West Burton A	Nottinghamshire	1969	4	Charbon et turbines au gaz à circuit [1]	1 987	0,8	1,8
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	Cycles Combinés Gaz	1 332	6,2	6,8
TOTAL [2]	**ROYAUME-UNI**		**11**		**5 319**	**8,6**	**11,3**

(1) Cycle Combiné Gaz ouvert.
(2) Les totaux correspondent à la somme des valeurs précises.

En 2019, les centrales de Cottam et de West Burton A ont produit 2,4 TWh d'électricité, soit 2,1 TWh de moins qu'en 2018 du fait des différentes vagues de froid qui ont traversé le Royaume-Uni en 2018, des spreads de marché non rentables en 2019 et de la fermeture de Cottam.

La décision de fermer la centrale de Cottam après plus de 50 ans de service a été prise le 7 février 2019. Cette décision reflète l'évolution des conditions de marché et la volonté de décarboner activement la production d'électricité.

La centrale CCGT de West Burton B a généré 6,2 TWh d'électricité en 2019, soit une baisse de 0,6 TWh par rapport à 2018. Cette production demeure satisfaisante eu égard à la volatilité des marchés, aux défis auxquels la centrale a été confrontée sur l'année et aux longues périodes d'arrêts qui y sont liées.

EDF Energy exploite également deux sites de stockage de gaz à cycle court dans le Cheshire. Hill Top Farm a démarré ses activités à la mi-janvier 2015, avec le lancement commercial de trois cavités. L'exploitation commerciale d'une quatrième cavité a débuté en 2018. La dernière cavité a été remise en service en décembre 2019. En 2018, il a été décidé de ne pas relancer l'exploitation commerciale de l'installation Hole House dans un avenir proche en raison des conditions de marché complexes associées à la nécessité imminente de réaliser d'importants investissements au sein de la centrale.

Prix du carbone

En tant que plus grand producteur d'électricité à faible teneur en carbone du pays, EDF Energy bénéficie sensiblement de l'augmentation du prix de gros de l'électricité résultant de l'application d'un prix du carbone aux émissions liées à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les producteurs d'électricité en Grande-Bretagne sont soumis à deux mécanismes de tarification du carbone : le système européen d'échange de quotas d'émission (SEQE-UE) et la taxe britannique de soutien du prix du carbone.

Le Royaume-Uni continuera à participer au SEQE-UE jusqu'à la fin de la période de transition liée au Brexit soit décembre 2020. En 2019, le gouvernement britannique a mené des consultations sur les options possibles, post Brexit, concernant le remplacement de l'adhésion du Royaume-Uni au SEQE-UE. L'option privilégiée par le gouvernement est la création d'un SEQE britannique qui serait lié au SEQE européen et qui entrerait en vigueur en janvier 2021. Cela nécessiterait un accord entre le Royaume-Uni et l'UE pour lier les deux systèmes. Si ce lien ne pouvait être mis en œuvre, les alternatives possibles seraient l'introduction d'une nouvelle taxe carbone ou un SEQE britannique autonome.

La taxe de soutien du prix du carbone appliquée aux producteurs d'électricité en Grande-Bretagne est actuellement fixée à 18 £/tonne jusqu'en mars 2021 et la taxe pour 2021/22 devrait être fixée dans le budget de mars 2020.

1.4.5.1.2.3 Division Clients

	31/12/2019	31/12/2018
Électricité fournie aux clients *(en GWh)*	44 526	43 939
Gaz fourni aux clients *(en GWh)*	28 527	28 944
Nombre de comptes clients particuliers en fin de période *(en milliers)*	5 043	4 945

La Division Clients est responsable de l'approvisionnement en gaz et en électricité des clients résidentiels et professionnels au Royaume-Uni, ainsi que de l'optimisation sur le marché de gros de la production d'EDF Energy et des actifs clients.

EDF Energy réalise ses ventes d'énergie auprès de deux principaux segments de clientèle : les clients particuliers et les clients professionnels. Les clients professionnels comptent des contrats du secteur public ainsi que de petites entreprises privées. EDF Energy adopte différentes stratégies de gestion des risques pour ses clients particuliers et professionnels.

Le Royaume-Uni a pour objectif de réduire ses émissions de CO_2 à zéro en 2050. Dans ce contexte, EDF Energy innove en développant des produits et des services bas carbone pour mieux répondre aux nouvelles attentes de ses clients au-delà de la fourniture d'énergie. Pour EDF Energy, il s'agit d'une réelle opportunité d'étendre l'expérience client à des solutions énergétiques, de pérenniser la relation client et de créer de nouveaux relais de croissance. En s'appuyant sur la plateforme d'innovation Blue Lab, EDF Energy a lancé une offre véhicule électrique accessible en ligne en '3 clicks' qui comprend un tarif dédié, une borne de charge et la location du véhicule. Le démarrage de l'offre est prometteur avec plus de 10 000 demandes et des contrats d'installation avec de grandes enseignes comme Royal Mail Group.

Dans l'habitat, EDF Energy a lancé un bouquet d'offres autour de l'Internet des objets, de l'autoconsommation avec batterie et des applications numériques sur l'efficacité énergétique utilisant les données des compteurs intelligents. Enfin concernant l'industrie, des solutions d'énergie renouvelable, de stockage, des audits énergétiques et une plateforme de trading pour l'agrégation de l'effacement diffus ont été déployés avec succès et sont autant de réponses pour accompagner nos clients dans la transition bas carbone.

Clients particuliers

En 2019, EDF Energy a fourni 11,05 TWh d'électricité et 28,07 TWh de gaz à sa clientèle de particuliers. Au 31 décembre 2019, EDF Energy détenait 3,025 millions de comptes clients électricité et 2,019 millions de comptes clients gaz.

La concurrence

Les données les plus récentes (à fin septembre 2019) montrent que la part de marché cumulée des petits et moyens fournisseurs s'élève désormais aux alentours de 31 % contre 27 % fin septembre 2018. Il y avait 49 petits et moyens fournisseurs à fin septembre 2019 (hors marques blanches et Licence Lites) contre 60 à la fin du troisième trimestre 2018.

EDF Energy comptait 5,043 millions de comptes à fin décembre 2019, soit une hausse de près de 98 000 comptes depuis le début de l'année. La part de marché d'EDF Energy sur l'ensemble des comptes est passée de 9,52 % au quatrième trimestre 2018 à 9,45 % au quatrième trimestre 2019. Ce recul soutient favorablement la comparaison avec la perte moyenne de part de marché de 2 % pour les autres grands fournisseurs.

Les fusions et acquisitions génèrent également des changements sur le marché. L'échange d'actifs entre E.On et RWE a permis à E.On d'acquérir les activités de Npower et Ovo Energy a demandé en 2019 l'autorisation d'acheter les activités de SSE sur le segment des clients domestiques ce qui a été approuvé par le régulateur ; la vente a ensuite été confirmée début 2020.

La concurrence est également à l'origine de la défaillance de fournisseurs et le 26 octobre 2019, EDF Energy a été nommé Fournisseur de Dernier Recours pour les clients particuliers de Toto Energy soit environ 134 000 clients (approximativement 240 000 comptes) et pour Solarplicity Supply Limited (approximativement 7 500 comptes particuliers et 500 comptes professionnels).

Évolutions réglementaires

Plafond tarifaire par défaut

- L'Ofgem a introduit un plafond sur les tarifs par défaut pour les clients particuliers le 1er janvier 2019 ;
- le niveau du plafond est actualisé tous les 6 mois pour tenir compte de la révision des coûts, en parallèle avec l'actualisation du plafonnement distinct des tarifs pour les clients particuliers équipés de compteurs à pré-paiement ;
- l'Ofgem fera en 2020 une recommandation au gouvernement quant à la nécessité de conserver ou non le plafond sur les tarifs par défaut pour l'année suivante.

Mesures relatives aux compteurs intelligents après 2020

- Les fournisseurs d'énergie britanniques sont tenus de prendre « toutes les mesures raisonnables » pour installer des compteurs intelligents pour leurs clients particuliers et les PME avant fin 2020 ;
- le gouvernement a mené une consultation sur une nouvelle obligation pour tous les fournisseurs pour la période 2021 à 2024. Le gouvernement a reçu un certain nombre de réponses de l'industrie qui remettaient en question le niveau d'ambition fixé et proposaient d'autres approches. EDF Energy s'attend à ce que la prochaine étape du processus de consultation démarre au début du deuxième trimestre, ce qui clarifiera la position du gouvernement.

Fournisseur de Dernier Recours

- Il existe, sur le marché de l'énergie au Royaume-Uni, des accords de licence visant à protéger les clients des fournisseurs en faillite. L'Ofgem nomme ainsi un Fournisseur de Dernier Recours qui prend en charge les clients du fournisseur défaillant. Les coûts des défaillances, y compris les contributions impayées aux programmes environnementaux, sont alors généralement mutualisés au niveau de l'ensemble des fournisseurs restants ;
- le nombre de fournisseurs défaillants a été important au cours des deux dernières années (13). En octobre, EDF Energy a été nommé Fournisseur de Dernier

Recours pour deux fournisseurs en faillite, Toto Energy et Solarplicity. Le portefeuille de clients particuliers a ainsi augmenté d'environ 5 %.

Réformes des licences de l'Ofgem

- L'Ofgem réalise actuellement un examen des accords de licence des fournisseurs d'énergie afin de s'assurer que les demandeurs et les détenteurs de licences de fourniture respectent des critères adaptés, notamment pour limiter au maximum les risques et l'impact d'éventuelles défaillances futures de fournisseurs ;
- les réformes proposées comprennent une surveillance réglementaire accrue de tous les fournisseurs en vue de garantir des processus efficaces de gestion des risques, ainsi que des mesures visant à sécuriser les soldes créditeurs des clients en cas de défaillance d'un fournisseur. La décision finale de l'Ofgem sera publiée au cours du premier semestre 2020 et mise en œuvre plus tard dans l'année.

Compteurs intelligents

EDF Energy s'engage à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui souhaitent bénéficier de cette nouvelle technologie. En 2019, EDF Energy a installé 550 422 compteurs intelligents supplémentaires et, fin 2019, environ 33 % des clients d'EDF Energy concernés par le déploiement étaient équipés de compteurs intelligents. Au total, 1,5 million de compteurs intelligents ont été installés. Au premier trimestre 2019, EDF Energy a pu achever la transition vers les compteurs intelligents de deuxième génération et, plus tard dans l'année, a commencé le déploiement massif des compteurs SMETS2 à pré-paiement, en en installant environ 33 500. Outre la livraison d'un nombre similaire d'installations en 2020, EDF Energy développe des objectifs en lien avec l'Ofgem et continue à bénéficier du soutien et de l'engagement total de son Conseil d'administration pour s'assurer qu'il respecte pleinement ses engagements réglementaires.

Services aux clients particuliers

Dans le classement national *Citizen's AdviceComplaints (domestic) League Table*, sur 40 fournisseurs notés, EDF Energy a obtenu pour le quatrième trimestre 2019 la note de 4,45 étoiles (sur 5), passant ainsi de la 6° à 2e place, derrière SSE.

En 2019, les clients ont indiqué avoir été très satisfaits des services rendus dans tous les domaines. Le score Trustpilot est passé de 0,9 fin 2018 à 4,4 (sur 5) ce qui équivaut à la note « excellent ». Le score de recommandation [(1)] s'est amélioré de façon constante tout au long de l'année pour atteindre une moyenne de + 53 (sur une échelle de - 100 à + 100), avec une note *Digital Net Easy* de 4,4 sur 5. EDF Energy poursuit ses efforts visant à réduire les contacts superflus avec ses clients, avec 67,5 % des transactions réalisées faisant appel au libre-service client.

Clients professionnels

En 2019, le segment professionnel a fourni un total de 33,47 TWh d'électricité, dont 2,16 TWh à destination de 176 000 comptes de petites et moyennes entreprises (PME) et 31,31 TWh à destination des grands comptes industriels et commerciaux (I&C). L'électricité pour les clients professionnels représente au Royaume-Uni un marché d'environ 182,5 TWh, ce qui fait d'EDF Energy le plus grand fournisseur de clients professionnels. Près de la moitié du marché de l'électricité pour les clients professionnels est desservie par quatre acteurs principaux (EDF Energy, Npower, SSE et E.On UK).

Le segment « entreprises de taille moyenne » a progressé tout au long de l'année 2019, son volume ayant augmenté de 1 TWh depuis le début de l'année, grâce à l'amélioration de ses performances avec ses partenaires de distribution. Un produit gazier a également été lancé sur ce marché.

Dans le segment « grands comptes », Crown Commercial Service (CCS) a choisi EDF Energy, pour la troisième fois consécutive, pour la fourniture du plus important contrat annuel d'approvisionnement en énergie au Royaume-Uni. Ce contrat de quatre ans s'étendra d'avril 2020 à mars 2024. Plus de 10 TWh d'électricité par an seront fournis, soit l'équivalent de 3,2 millions de foyers, et certains édifices publics seront accompagnés pour améliorer leur efficacité énergétique. Ce contrat verra également la fourniture augmenter de 37 k MPANs (*meter point administration number*).

Sur le marché de l'exportation, Tesco a conclu un certain nombre de contrats d'achat d'énergie (PPA) à long terme avec des producteurs d'énergie renouvelable pour soutenir leur engagement en faveur du climat. EDF Energy, de son côté, a conclu des accords de commercialisation à long terme avec Tesco pour chacun des sites (au total environ 322 GWh par an) et fournira à Tesco des services d'équilibrage, d'accès aux marchés et de facturation. Les sites seront mis en service entre 2020 et 2021.

Optimisation des marchés de gros

Principes généraux

Les politiques relatives aux activités d'achats d'énergie et de gestion des risques d'EDF Energy s'inscrivent dans le cadre des politiques du groupe EDF. Elles visent à s'assurer que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que ses services sont fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges brutes.

Le département Optimisation des marchés de gros a pour vocation de gérer, de façon centralisée, les risques inhérents au marché de gros d'EDF Energy, en respectant des limites de risques et un cadre de contrôle prédéfinis. Il assure une interface unique avec les marchés de gros *via* EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy, ainsi que des services de négociation et de gestion de contrats structurés adossés à des actifs auprès de tiers tels que la NDA et Centrica.

Approvisionnement et vente d'électricité

Au sein de la Division Clients, le département Optimisation des marchés de gros est chargé de vendre l'électricité produite par le parc de production. Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue directement à Centrica, actionnaire minoritaire du parc nucléaire existant, conformément aux accords conclus avec Centrica. Les 80 % restants sont vendus au département Optimisation des marchés de gros selon les mêmes conditions de prix que celles prévues dans l'accord avec Centrica, sur la base des prix de marché publiés, lissés sur les prix de l'électricité à terme lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de contrats d'achat d'énergie principalement avec des producteurs d'électricité renouvelable ou issue de la cogénération. En 2019, ces achats ont représenté environ 6,4 TWh.

Développée par le département innovation Blue Lab d'EDF Energy, la plateforme Powershift a enregistré ses premiers clients en 2019. Elle propose à ses clients la possibilité d'utiliser le stockage et la production à petite échelle pour tirer des revenus de l'effacement de consommation.

La position nette vendeuse d'EDF Energy sur les marchés de gros pour les volumes livrés en 2019 a été d'environ 7,6 TWh (y compris les ventes structurées). En 2019, EDF Energy a vendu environ 38,2 TWh et acheté 30,7 TWh [(2)].

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO_2

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émissions de CO_2 ont été conclus et acquis par EDF Energy afin de couvrir les besoins en combustible de ses centrales thermiques ainsi que la fourniture et le stockage de gaz pour ses clients.

Ces achats se fondent sur les prévisions de production des centrales ainsi que sur les objectifs de stocks de combustible. En 2019, 50 % de l'approvisionnement en charbon d'EDF Energy provenait de fournisseurs nationaux et 50 % d'approvisionnements internationaux.

1.4.5.1.2.4 Division Nouveau Nucléaire

Activité Nouveau Nucléaire

Suite à la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats définitifs permettant pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »).

Parallèlement, des accords ont été signés pour le développement au Royaume-Uni de deux centrales nucléaires à Sizewell dans le Suffolk (projet « Sizewell C », basé sur la technologie EPR britannique) et à Bradwell dans l'Essex (projet « Bradwell B », basé sur la technologie HPR1000 britannique) et pour l'obtention de la certification du design générique pour la technologie HPR1000 britannique.

La technologie EPR est déjà déployée dans les centrales de Flamanville en France (actuellement en construction et détenue à 100 % par EDF – voir section 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 ») et à Taishan en Chine (en exploitation, voir section 1.4.1.2.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire – EPR de Taishan »).

Hinkley Point C (HPC)

Financement

EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

EDF a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans son accord préalable.

(1) Advisor Recommandation Score.
(2) La différence s'explique par les écarts d'arrondis.

Coûts du projet et calendrier

En juin dernier, le projet HPC a atteint le jalon J0 (soit l'achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité n° 1) conformément au planning annoncé en septembre 2016.

À la suite de cette étape majeure, une revue des coûts, du calendrier et de l'organisation du projet HPC a été engagée. Cette revue a présenté les conclusions suivantes [1] :

- le prochain jalon, correspondant à l'achèvement du radier de l'unité n° 2 en juin 2020 comme annoncé précédemment, est confirmé ;
- le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 communiqué précédemment (15 et 9 mois respectivement) s'est accentué [2] ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015 [3], soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 milliards de livres sterling 2015 [4] par rapport aux évaluations précédentes. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs.

Les surcoûts résultent essentiellement des conditions de sol difficiles, ayant rendu les travaux de terrassement plus coûteux que prévu, de la révision des objectifs des plans d'actions opérationnels, et des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre du design fonctionnel d'une tête de série adaptée au contexte réglementaire britannique.

Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,6 % et 7,8 % [5].

Le *management* du projet reste mobilisé pour atteindre l'objectif de début de production d'électricité par l'unité n° 1 fin 2025. À ce titre sont mis en œuvre, sous l'autorité de la Direction de Programme, des plans d'action opérationnels impliquant les équipes d'ingénierie du groupe EDF en Grande-Bretagne et en France, les constructeurs des bâtiments et des ouvrages annexes, et les fournisseurs d'équipements et de systèmes dans l'ensemble de la chaîne de fourniture.

Les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts entre les deux actionnaires en cas de dépassements de budget ou de retard. Les surcoûts annoncés en septembre 2019 déclencheront, le moment venu, l'activation de ce mécanisme. Ces accords font partie d'un accord bilatéral d'actionnaires signé entre EDF et CGN en septembre 2016 et sont soumis à une clause de confidentialité (voir section 2.2.4 « performance opérationnelle » - facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

Avancement du projet

À fin 2019, le projet a confirmé l'objectif « J0 » de l'unité 2 fixé pour mi-2020 et a atteint quatre grands jalons fixés pour 2019 :

- lancement du tunnelier ;
- J0, achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité 1 ;
- achèvement de l'ingénierie de confinement intérieur 1 ;
- début de la fabrication du pressuriseur de la tranche 1.

En outre, d'autres avancées majeures ont été réalisées, avec notamment la signature d'une alliance commerciale pour les travaux électromécaniques, la fabrication de pièces et de coudes du générateur de vapeur par Framatome, la remise de la plate-forme du poste électrique à National Grid, l'accostage des premiers bateaux à la jetée et l'ouverture d'une école de soudure. Par ailleurs, le liner de confinement pesant 170 tonnes a été levé et installé avec succès dans le bâtiment réacteur.

Les travaux réalisés sur l'îlot nucléaire, l'îlot conventionnel et la station de pompage de l'unité 2 sont effectués avec 12 mois de décalage par rapport à l'unité 1, comme prévu.

À fin 2019, les dépenses cumulées pour 100 % du projet s'élevaient à 9,4 milliards de livres sterling (en monnaie courante), hors intérêts intercalaires (soit 8,8 milliards de livres sterling en monnaie 2015).

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

Les échanges avec l'ONR se poursuivent de manière continue.

Le prochain point d'arrêt de l'ONR concernera le début de la phase électromécanique. Par ailleurs, l'accord de l'ONR sera nécessaire pour l'acheminement des premiers composants en provenance de Framatome et l'approvisionnement en combustible sur le site.

Contrat pour Différence (*Contract for Difference – CfD*) [6]

La société de projet HPC, NNB Generation Company (HPC) Limited, et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé, en octobre 2015, les conditions du contrat pour différence qui a été déclaré compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État par la Commission européenne en octobre 2014. La décision de la Commission fait l'objet d'un contentieux porté par l'Autriche qui est actuellement en appel devant la Cour de Justice de l'Union européenne après rejet du recours par le Tribunal de l'Union européenne par un arrêt du 12 juillet 2018.

Signé le 29 septembre 2016 à l'instar de tous les autres contrats avec le gouvernement britannique, le CfD vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel défini ci-dessous et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2.

À la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, le producteur recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur paiera la différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont :

- le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh ; le prix d'exercice sera réduit à 89,50 $£_{2012}$/MWh si le projet Sizewell C est lancé (si une décision finale d'investissement est prise), avec une compensation de Sizewell C à HPC, afin de partager les coûts d'EPR, les premiers du genre, entre les deux projets ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée de paiement est de 35 ans ; tout retard de mise en service commerciale de l'unité 1 de plus de 4 ans après la date limite prévue par le contrat pour l'unité 2 (soit au-delà du 31 octobre 2033, sauf extension de cette date conformément aux termes du contrat) autorise le gouvernement (sans obligation) à mettre fin au contrat. Par ailleurs, en cas de retard de l'unité 1 ou de l'unité 2 ayant pour conséquence un démarrage de l'unité considérée après la date limite de mise en service commerciale, la durée de paiement de 35 ans correspondante sera réduite de la période de retard excédant cette limite.

  Les risques de report de la livraison estimés à ce jour (15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2) sont inférieurs aux limites prévues dans le contrat signé ;
- le projet est protégé contre certaines évolutions réglementaires et législatives défavorables ; par ailleurs sont prévus des cas de revue des coûts (à la hausse comme à la baisse selon les hypothèses) les quinzième et vingt-cinquième années, et de révision, à certaines conditions, des coûts correspondant aux opérations de démantèlement et de gestion des déchets (« *Funding Decommissioning Program* ») ;
- si des économies sont réalisées lors de la construction du projet HPC, elles seront partagées avec les consommateurs sous la forme d'une baisse du prix de l'électricité.

Il n'existe pas de garantie explicite de volume dans le CfD, ni de plafond ; en revanche, le contrat bénéficie de protection contre le risque d'effacement en cas de modification réglementaire et de marché.

(1) Voir communiqué de presse d'EDF du 25 septembre 2019 « Précisions sur le projet Hinkley Point C ».
(2) Le coût supplémentaire d'un tel report avait été estimé en 2017 à environ 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse le TRI pour EDF serait diminué d'environ 0,3 % (voir communiqué de presse du 3 juillet 2017).
(3) En livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euro.
(4) Coûts additionnels nets des plans d'actions.
(5) Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1 livre sterling = 1,15 euro, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts liés à des dépassements de budget ou à des retards en place entre les actionnaires.
(6) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents.

Le projet HPC est protégé contre la fluctuation des prix de marché de l'électricité pendant la durée du CfD.

Principaux risques du projet

Ces risques sont détaillés en section 2.2.4 « Performance opérationnelle – 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris EPR ».

Comme tout projet de cette ampleur, et en dépit du rôle de protection que joue le CfD, le projet comporte des risques en termes de retard et de dépassement du coût à terminaison du projet.

En termes de devises, il est important de noter qu'environ 1/3 des coûts du projet sont libellés en euros. Ceci expose tant le projet que le groupe EDF au taux de change euro/livre.

En cas d'affaiblissement de la livre face à l'euro, le coût du projet en livres augmente et son TRI baisse en conséquence. Une stratégie de couverture a été mise en place en 2019 au niveau projet afin de limiter l'exposition des dépenses en euros à une éventuelle dévaluation de la livre sterling et de capter les gains en cas d'appréciation de la livre sterling.

Toutefois, au niveau du Groupe, la dévaluation de la livre se traduirait par une baisse du besoin de financement ramené en euros et donc de la dette du Groupe. Compte tenu de l'horizon long terme de l'investissement dans le projet HPC, le groupe EDF déploie une stratégie progressive de couverture du risque d'appréciation de la livre dans son investissement HPC. Le TRI de l'investissement en euros reste, au-delà de la mise en service, dépendant des variations de la livre et de l'inflation au Royaume-Uni (par rapport à la référence de juillet 2017), les revenus étant exprimés en livres et indexés à l'inflation.

Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets

Des contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets (FDP) ont été signés le 29 septembre 2016. La loi exige que les exploitants nucléaires disposent d'un FDP en vertu duquel une société de financement indépendante recouvre les cotisations et gère les fonds ainsi collectés pour payer les frais associés au démantèlement du réacteur nucléaire en fin de production.

La société de financement du démantèlement du réacteur nucléaire (FundCo) a été créée en conformité avec la loi de 2008 sur l'énergie (Energy Act 2008), étant donné que son objectif consiste à assurer les coûts de démantèlement en mettant en œuvre le FDP.

L'objectif global de ce programme est de s'assurer que les exploitants prévoient le financement :

- de la totalité des coûts de démantèlement de leurs installations ;
- de leur part des coûts liés à une gestion sûre et sécurisée de leurs déchets, ainsi que des coûts de stockage définitif, le but étant de se prémunir contre le risque de recours à un financement public.

Sizewell C

EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016, en même temps que les contrats HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR (3,2 GW).

Pendant la phase de développement précédant la décision finale d'investissement, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. Après la décision finale d'investissement, le projet n'a plus vocation à être contrôlé par d'EDF. En conséquence il ne devrait pas être consolidé. L'objectif du Groupe est en effet que d'autres investisseurs participent le moment venu et qu'EDF devienne un actionnaire minoritaire avec des droits correspondants. La décision finale d'investissement est envisagée pour fin 2021.

Le développement du projet repose sur une stratégie de réplication de HPC qui vise à diminuer les coûts grâce à une baisse des dépenses de construction associée à une réduction des risques. Le projet Sizewell C s'appuierait ainsi sur la technologie EPR et bénéficierait du retour d'expérience de HPC.

Le financement du projet est en discussion avec le gouvernement anglais. Il reposerait sur le modèle dit de « Base d'Actifs Régulés » (BAR), plafonnant l'exposition des investisseurs au risque de dépassement des coûts, au-delà d'un certain montant et selon des modalités à définir. Ce modèle offrirait un coût du capital réduit compte tenu d'un niveau de risque plus faible. Les investisseurs en tireraient des revenus dès le début de la construction. À cet égard, la consultation lancée par le gouvernement de juillet à octobre 2019 afin de recueillir l'avis des parties prenantes sur le modèle (BAR) envisagé pour les projets de Nouveau Nucléaire s'est achevée. Les conclusions sont attendues sur le premier semestre 2020.

Compte tenu du fait que ce modèle de financement n'a jamais été mis en œuvre pour des projets de cette envergure auparavant, cela impliquerait l'une des plus importantes émissions de capital jamais réalisées couplée à un financement de projet sur la scène européenne. Il est donc essentiel pour le projet, le gouvernement britannique et les actionnaires actuels d'obtenir le mécanisme de partage des risques approprié et la structure de financement correspondante avant la décision finale d'investissement. La capacité d'EDF à prendre une décision finale d'investissement sur Sizewell C et à participer au financement de ce projet au-delà de la phase de développement pourrait dépendre de la maîtrise opérationnelle du projet Hinkley Point C, de la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté et de l'existence suffisante d'investisseurs et de financeurs intéressés dans le projet, lesquels ne sont pas assurés à ce jour (voir section 2.2.4 « performance opérationnelle » facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

Certification du design générique HPR1000 – Bradwell B

La coopération entre EDF et CGN comprend le processus d'obtention de la certification du modèle de réacteur chinois HPR1000 au Royaume-Uni (UK HPR1000) par l'autorité de sûreté (*Office for Nuclear Regulations* – ONR) et l'agence pour l'environnement (*Environment Agency*) britanniques par le biais de la validation du design générique (GDA – *Generic Design Assessment*). À cette fin, EDF et CGN ont créé une entreprise commune, General Nuclear Systems Limited (GNS) (33,5 % EDF - 66,5 % CGN). Le pacte d'actionnaires de la joint-venture GNS a été signé le 29 septembre 2016.

La technologie HPR1000 a été développée par CGN avec un projet de référence en construction en Chine (FangChengGang 3-4).

Le GDA est un processus en 4 étapes qui a débuté en janvier 2017, les trois premières étapes ayant déjà été réalisées avec succès. La quatrième étape a démarré en février 2020 pour une date d'achèvement prévue fin janvier 2022.

En parallèle, EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016 le pacte d'actionnaires de Bradwell B pour développer une centrale nucléaire à Bradwell-on-Sea en utilisant la technologie UK HPR1000. A date, pour ce qui concerne la phase de développement, CGN détient une participation de 66,5 % et EDF une participation de 33,5 %.

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Marché et présence du groupe EDF en Italie

L'Italie fait partie des quatre marchés-clés d'EDF en Europe, avec la France, le Royaume-Uni et la Belgique.

Le Groupe est présent en Italie principalement *via* sa participation de 97,446 % au capital d'Edison [(1)], acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz, et marque italienne réputée.

En cohérence avec l'objectif stratégique d'Edison de devenir un acteur-clé sur le marché italien des énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique, Edison a acheté en juillet 2019 à EDF Renouvelables sa participation de 100 % dans EDF EN Italia Spa (EDF EN Italia) qui détient un portefeuille de 216 MW de parcs éoliens et 77 MW [(2)] d'installations photovoltaïques. Par ailleurs, en 2016, Fenice, filiale détenue à 100 % par EDF, avait été rattachée à Edison dans le but de renforcer sa présence stratégique dans le secteur des services énergétiques, avec une offre plus complète et diversifiée. Les deux transactions ont ainsi permis une simplification des activités d'EDF sur le marché Italien.

Le groupe EDF est également présent en Italie *via* Citelum.

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

Comme la plupart des systèmes énergétiques européens, le marché italien fait actuellement face à un certain nombre de défis. Grâce à son positionnement et à sa présence intégrée dans la chaîne de valeur du gaz durable et de l'électricité, Edison est bien placé pour saisir les opportunités créées par les changements du marché, tout en poursuivant la recherche d'efficacité et de rentabilité, en cohérence avec les priorités de CAP 2030 et les politiques énergétiques italienne et internationale.

Au cours de l'année 2019, Edison s'est focalisé sur la mise en œuvre de sa stratégie de transformation qui vise à poursuivre son repositionnement comme leader responsable dans le contexte de la transition énergétique. La société s'est concentrée sur l'accroissement de la production renouvelable à faible émission de CO_2 et le développement des services énergétiques sur le marché aval. En parallèle, la sortie annoncée des activités d'Exploration & Production (E&P) d'hydrocarbures lui

(1) Quote-part du capital ; 99,477 % quote-part des droits de vote.
(2) Capacité consolidée, 75 MW de capacité nette.

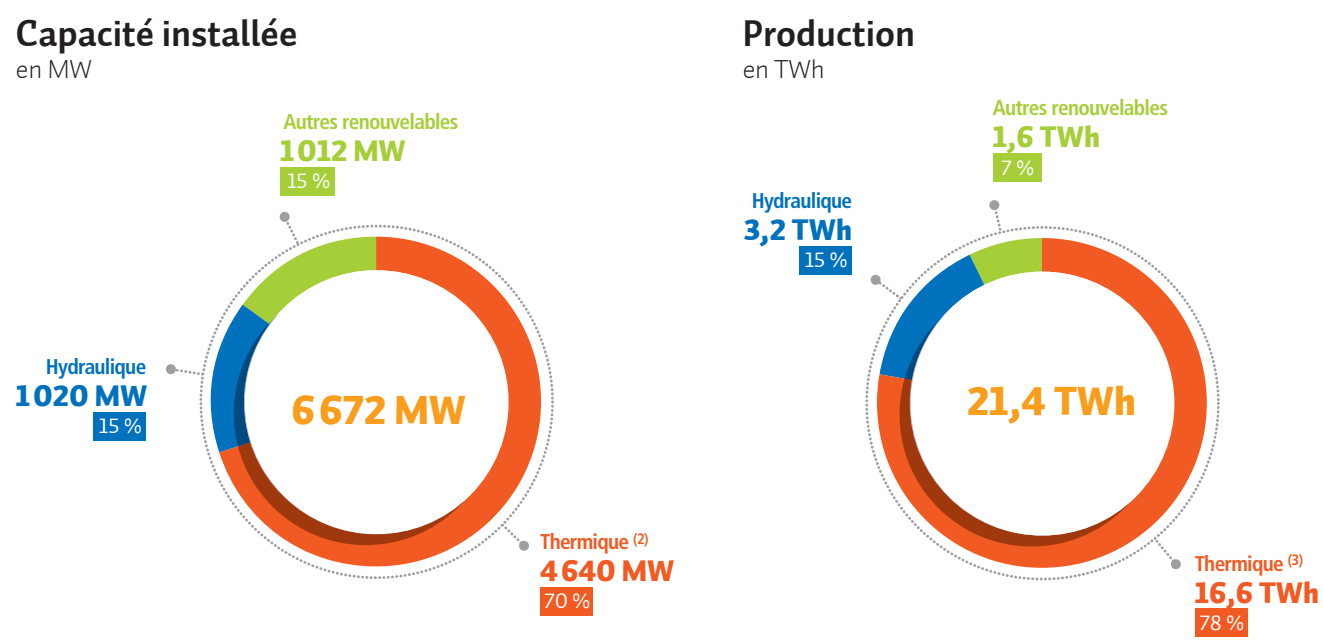
permettra de se focaliser sur les activités stratégiques en cohérence avec les priorités du Plan national pour l'énergie et le climat (*Piano Nazionale Integrato Per l'Energia e il Clima 2030*).

Les principaux axes de développement à venir sont les suivants :

- Production d'électricité : pour optimiser son portefeuille d'actifs de production électrique en Italie et réduire ses émissions de CO_2, Edison a pour ambition d'augmenter sa production d'énergies renouvelables avec des investissements ciblés dans l'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité. Par ailleurs, elle a pour objectif de valoriser ses actifs de production thermique à haut rendement et faibles émissions de CO_2 en développant de nouvelles centrales à gaz à haut rendement pour compléter les moyens de production renouvelables. Dans ce contexte, en 2019, Edison a acheté 100 % d'EDF EN Italia et a annoncé la construction de deux CCGT de nouvelle génération à Marghera Levante et Presenzano ;
- Offre : Edison a pour objectif de renforcer sa position sur le marché italien en faisant preuve d'innovation dans son offre grâce notamment au développement des services énergétiques et à une offre bas carbone qui visent le marché final, en particulier les segments des clients industriels, du tertiaire et de l'administration publique. Cette ambition s'appuie sur le positionnement fort de sa marque, sur une offre diversifiée et sur les synergies provenant de sa stratégie d'augmentation de son portefeuille de clients gaz et électricité sur les segments résidentiel et industriel ;
- Gaz : Edison est la plateforme gazière du groupe EDF. Grâce aux compétences regroupées, la société assure depuis 2017, par un contrat de services avec EDF, la gestion intégrée de tous les actifs et le développement des activités gazières amont d'EDF (notamment approvisionnements gaz et GNL, gestion des contrats et optimisation de moyen-long terme, transport et stockage). Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading, en charge de l'optimisation des actifs ainsi que des opérations à court terme relatives aux interventions sur le marché de gros continental et au Royaume-Uni. Au-delà de l'optimisation du portefeuille des activités gazières du Groupe, Edison soutient le développement d'un carburant durable pour les transports maritimes et routiers grâce au développement d'une chaîne logistique de commercialisation du GNL (*small scale* GNL). De plus, la société a l'ambition de contribuer au développement du marché gazier italien, à la flexibilité et à la sécurité d'approvisionnement pour renforcer sa compétitivité et celle du groupe EDF.

1.4.5.2.3 Activités d'Edison

Capacité et production électrique d'Edison en Italie (1) – 2019



(1) En données consolidées.
(2) Dont production 4,5 GW et services d'efficacité énergétique auprès des clients 0,2 GW.
(3) Dont production 15,9 TWh et services d'efficacité énergétique auprès des clients 0,8 TWh.
NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

En 2019, la consommation électrique sur le marché italien a été de 319,6 TWh, en légère baisse par rapport à 2018 (- 0,6 %).

La production nette d'énergie (281,4 TWh (1)) a couvert 88 % de la consommation nationale (86 % en 2018), avec une réduction des importations nettes (- 5,7 TWh, - 13 % par rapport à 2018). L'augmentation de la production thermoélectrique, qui s'élève en 2019 à 186,8 TWh (+ 2,5 TWh vs 2018), photovoltaïque ainsi qu'éolienne (44,4 TWh en 2019 vs 39,9 TWh en 2018) a été partiellement compensée par la réduction de la production hydraulique (47,0 TWh, -5,9 % vs 2018) du fait de conditions climatiques défavorables. Selon les données de production 2018 (2), Edison est le troisième producteur au niveau national, après Enel et Eni. Sa production électrique s'élève en 2019 à 21,4 TWh (3), représentant environ 8 % de la production nette italienne d'électricité.

La demande nationale de gaz a été de 73,7 milliards de mètres cubes, en progression de 2,2 % par rapport à 2018 en raison d'une utilisation plus importante du gaz pour la production électrique (+ 10 %), liée à la baisse des importations nettes d'électricité et à une plus faible production hydroélectrique et charbon. Les consommations industrielle et résidentielle ont toutes deux diminué de 1,9 %. Les importations de gaz en Italie ont représenté 96 % de la demande du pays. Edison a réalisé 21 % de ces importations, soit 14,7 milliards de mètres cubes.

Fin 2019 le marché de la capacité a démarré en Italie avec le lancement de deux enchères avec consigne en 2022 et 2023. Edison a décroché 2,8 GW de capacité existante sur chacune des années et un total de 1,4 GW de nouvelle capacité qui bénéficiera d'une contribution fixe pour 15 ans.

Dans le domaine de la production hydroélectrique, le législateur a approuvé le « décret de simplification » (loi du 11 février 2019, n° 12) en matière de réglementation nationale sur les concessions pour les grandes dérivations hydroélectriques. Les nouvelles dispositions concernant l'attribution et les redevances des concessions devront être mises en œuvre dans des lois régionales spécifiques non encore publiées à ce jour.

(1) Hors pompage.
(2) Données publiées par l'ARERA (figure 2.1 page 48 volume 1 rapport ARERA) ; les données 2019 seront disponibles mi-2020.
(3) Voir le détail des données de production consolidées y compris services d'efficacité énergétiques dans le graphique ci-dessus.

1.4.5.2.3.1 Activités de production électrique

En Italie, la capacité de production installée d'Edison (hors services d'efficacité énergétiques) s'élevait au 31 décembre 2019 à 6,5 GW pour une production nette d'électricité de 20,6 TWh sur l'année 2019, en hausse de près de 10 % par rapport à 2018.

Le parc de production actuel d'Edison est composé de 93 centrales hydroélectriques, 14 centrales thermiques, 46 parcs éoliens et 64 centrales photovoltaïques. La production d'électricité est issue pour 78 % des CCG, pour 15 % de l'hydraulique et pour 7 % de l'éolien et du solaire.

En 2019 la production hydroélectrique d'Edison a été de 3,2 TWh (+ 3,6 % par rapport à 2018), grâce à l'exploitation d'environ 1,0 GW d'installations hydrauliques sur le territoire italien, dont environ 80 MW sont issus d'installations « mini hydroélectriques », certaines d'entre elles étant localisées sur les canaux d'irrigations en Piémont et Lombardie. La production de l'éolien et du solaire a augmenté de 0,6 TWh en 2019 grâce notamment à l'acquisition des centrales d'EDF EN Italia et à la production de toutes les nouvelles installations éoliennes provenant de l'enchère publique de 2016.

Dans le domaine des énergies renouvelables, avec 0,9 GW de capacité installée, Edison est le deuxième opérateur éolien sur le marché italien après ERG [(1)]. Edison exploite la production éolienne grâce à E2i (Energie Speciali srl), société créée en 2014 en partenariat avec le fonds F2i qui détient 70 % du capital, les 30 % restants étant détenus par Edison *via* Edison Partecipazioni Énergie Rinnovabili srl.

E2i détient 711 MW d'actifs renouvelables, dont 165 MW concernent huit projets de construction, reconstruction ou extension de parcs éoliens, remportés dans le cadre d'une enchère publique en 2016 et dont la construction a été achevée entre fin 2018 et 2019. La totalité de l'énergie produite par E2i est cédée à Edison dans le cadre de la gestion intégrée de son portefeuille de production.

En outre, dans le but d'augmenter sa taille et d'exploiter les synergies sur le marché italien, Edison a acheté, en juillet 2019, à EDF Renouvelables sa participation de 100 % dans EDF EN Italia. La rationalisation des activités renouvelables en Italie s'est poursuivie avec l'acquisition par Edison auprès d'EDF Renouvelables Services SAS de 70 % d'EDF EN Services Italia Srl (Edison détenant préalablement une quote-part de 30 %), active dans l'exploitation et la maintenance des installations renouvelables du Groupe (y compris celles d'E2i) (voir section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables »).

En cohérence avec le Plan national pour l'énergie et le climat (*Piano Nazionale Integrato Per l'Energia e il Clima 2030*) qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, et afin de garantir la flexibilité et la sécurité du système électrique national, Edison a initié en 2019 la construction du premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante. Il s'agit d'une installation d'une capacité de 780 MW, très flexible et efficace (efficacité énergétique de 63 %), à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) et dont la construction est prévue sur 3 ans. La société a également annoncé qu'en 2020 elle aurait pour objectif de démarrer la construction d'un projet *greenfield* de 760 MW à Presenzano (en Campagna), utilisant la même technologie, et dont la construction devrait s'étaler sur environ 30 mois.

Sur le plan international, Edison profite d'une présence bien établie en Grèce avec la détention de 50 % de ElpEdison SA, qui est l'un des principaux opérateurs d'électricité du pays, avec Hellenic Petroleum. ElpEdison est propriétaire de deux CCG : celui de Thessalonique (400 MW) et celui de Thisvi (410 MW) construit par Edison, dont l'électricité est vendue sur le marché des particuliers.

Enfin, à l'étranger Edison détient une participation de 50 % dans la filiale Ibiritermo au Brésil, qui exploite un CCG de 226 MW, ainsi qu'une participation de 20 % dans la société de production hydroélectriques Kraftwerke en Suisse (626 MW).

1.4.5.2.3.2 Activités dans le secteur du gaz

Pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, le groupe EDF bénéficie à travers Edison de compétences sur la chaîne de valeur du gaz naturel.

Le portefeuille italien d'approvisionnement en gaz d'Edison s'appuie principalement sur un ensemble de contrats long terme qui se composent fin 2019 d'environ 14,7 milliards de mètres cubes d'importation *via* gazoduc et GNL et de 5,3 milliards de mètres cubes achetés sur le marché ou produits en Italie par les activités E&P (en cours de cession).

En 2019, les ventes totales de gaz en Italie se sont élevées à 20,0 milliards de mètres cubes (contre 20,7 milliards de mètres cubes en 2018). Edison a livré 4,9 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,6 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel, 6,6 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison) et 5,8 milliards de mètres cubes sur le marché de gros.

Avec l'objectif d'accroître sa compétitivité et de renforcer le système d'approvisionnement de gaz en Italie, fin 2019 Edison a prolongé jusqu'en 2027 le contrat d'importation d'un milliard de mètres cubes de gaz par an provenant d'Algérie. En ce qui concerne le gaz russe, le contrat d'importation à long terme a pris fin en 2019 et Edison a signé un nouveau contrat d'un milliard de mètres cubes de gaz pour 2020.

S'agissant des activités d'exploration-production d'hydrocarbures, en juillet 2019 Edison a annoncé leur cession à Energean Oil and Gas pour une valeur de 750 millions de dollars, plus un complément de prix de 100 millions de dollars après démarrage de la production de gaz du gisement Cassiopea. La réalisation de cette opération reste soumise à l'obtention des autorisations administratives requises dans les différents pays d'opération, en particulier en Algérie dont le gouvernement a demandé à Edison d'engager une discussion avec Sonatrach sur les actifs du portefeuille d'Edison E&P situés en Algérie. La finalisation de la cession des actifs E&P est attendue en 2020.

Les infrastructures gaz

Edison participe à des projets d'infrastructures d'importation de gaz (voir section 1.4.6.2.2.2 « Infrastructures »), comme celui de IGI Poseidon, société détenue à 50 % par Edison (et 50 % par Depa SA), impliquée dans le développement de plusieurs projets visant à relier la Grèce et l'Italie (Poseidon), la Grèce et la Bulgarie (IGB, en partenariat à 50 % avec la Bulgarie), ainsi que les ressources gazières de la Méditerranée Orientale (Israel, Chypre) à la Grèce (EastMed) et à l'Italie (Poseidon). En particulier, la construction du gazoduc IGB (182 km de longueur et d'une capacité de transport de 3 milliards de mètres cubes par an) a commencé en 2019. Ce projet figure parmi les projets d'intérêt commun de la Commission européenne et bénéficie d'aides de l'Union européenne pour 84 millions d'euros. Fin 2019, IGI Poseidon et Israel Natural Gas Lines Company ltd (opérateur des infrastructures en Israël) ont signé un accord de collaboration pour le développement du gazoduc Eastmed pour relier le bassin de la Méditerranée orientale à l'Europe.

Edison détient aussi un droit d'utilisation de 80 % de la capacité du terminal *offshore* de regazéification de Rovigo (8 milliards de mètres cubes par an), soit 6,4 milliards de mètres cubes par an, destiné à la regazéification du gaz importé du Qatar avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II).

Dans le domaine du GNL, depuis 2018 Edison est engagée dans le projet *small scale* GNL (transport de GNL par cargaison de petite taille) pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL afin de soutenir le développement d'un carburant durable pour les transports maritimes et routiers. Le projet, pendant la première phase, comprend la réalisation par la nouvelle société Depositi Italiani GNL (détenue à hauteur de 49 % par Edison et 51 % par Petrolifera Italiana Rumena) d'un dépôt côtier dans le port de Ravenna dans lequel le GNL sera déposé *via* un petit méthanier dédié. En 2019 Depositi Italiani GNL a commencé la construction du dépôt, qui aura une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (dont Edison aura un droit d'utilisation de 85 %) et pourra assurer l'alimentation de 12 000 camions et jusqu'à 48 transbordeurs.

(1) Données publiées par l'ANEV (page 11 Brochure ANEV 2019) en considérant les capacités de EDF EN Italia et de E2i.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2019, Edison a vendu 31,2 TWh d'électricité en Italie (contre 29,4 TWh en 2018, soit une hausse de 6 %), dont 20,6 TWh produits [1] et 10,6 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finals se sont établies à 14,9 TWh, en hausse de 9 % par rapport à 2018, et en progrès sur tous les marchés, notamment sur le segment industriel. À fin 2019, Edison dessert environ 0,6 million de clients électricité et environ 0,9 million de clients gaz, tant sur le segment des professionnels que sur celui des résidentiels.

Le développement des activités de commercialisation continue à être une priorité pour Edison, comme activité de base pour soutenir le développement dans les services énergétiques et la production renouvelable. Suite à l'acquisition au premier semestre 2018 de GNVI (renommée Edison Énergie et intégrée dans Edison Energia en 2019) et Attiva, Edison a renforcé en 2019 l'offre de services innovants de manutention d'appareils domestiques avec l'acquisition auprès du groupe HomeServe de la totalité du capital d'Assistenza Casa (détenue par Edison à 51 % depuis 2017). De plus, la société a renforcé sa plate-forme de services pour les clients résidentiels avec un éventail complet de produits pour la maison : assurance habitation, photovoltaïque résidentiel et services pour la mobilité électrique. En 2019 Edison a accru son réseau de guichets de vente de 204 à 364 sur le territoire italien [2] pour renforcer la relation clients. En parallèle, Edison entend maintenir sa position de leader sur le segment des clients du marché d'affaires en développant une approche de conseil en énergie ainsi que des offres innovantes rendues possibles du fait de l'évolution du marché et de la réglementation. Comme pour le segment résidentiel, les clients B2B peuvent bénéficier d'une nouvelle offre qui associe la production photovoltaïque, les batteries et l'utilisation des véhicules électriques, dans le respect de l'environnement. Le perfectionnement du processus de vente poursuivi ces dernières années a permis d'améliorer le service aux clients. La satisfaction croissante des clients et le développement d'une offre bas carbone et de services à valeur ajoutée ciblés par segment, devraient permettre de renforcer le lien avec le marché final et d'élargir la base clients.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

Edison est présente sur le marché des services, avec le développement, la vente et la gestion de services énergétiques et environnementaux à travers la Division Marché des Services Énergétiques et Environnementaux.

Les activités de Fenice ainsi que celles d'Edison Energy Solutions ont été intégrées dans cette Division. Les solutions proposées sont dédiées au développement de projets d'efficacité énergétique destinés aux grands clients industriels, petites et moyennes entreprises, et tertiaires. Avec l'acquisition de deux sociétés actives sur le marché de l'administration publique, la division vise à consolider sa position dans un secteur qui est en croissance. L'offre aux clients est également complétée par une aide au respect des normes environnementales dans leurs sites.

Les modèles d'affaires sont adaptés aux exigences des clients : la Division conçoit, réalise et gère pour le compte de ses clients des actifs tels que des centrales de co et tri-génération, des installations photovoltaïques, des postes électriques, des centrales thermiques à usage industriel, des centrales de production de froid, des unités de production d'air comprimé, des réseaux de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud ou réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations d'épuration d'eaux industrielles. La gamme des services est complétée par une activité de conseil en matière d'énergie, de gestion de titres environnementaux et de formations interne et externe pour ses clients et partenaires. La Division compte environ 420 clients, les contrats avec le groupe FCA constituent encore aujourd'hui une grande partie de l'activité auprès des grands clients.

Les projets sont développés sous la forme de partenariats industriels ou de contrats de performance avec les clients. Le modèle financier s'adapte aussi aux exigences du client et peut aller de l'accompagnement du client vers un financement tiers jusqu'à l'investissement direct par Edison dans les projets (modèle Esco).

Sur le segment de l'administration publique, Edison est présente avec Edison Facility Solutions et Zephyro, sociétés acquises en 2017 et 2018 et spécialisées dans le domaine de l'efficacité énergétique et dans la fourniture de solutions intégrées de gestion de l'énergie, notamment pour les structures hospitalières dans le nord et le centre de l'Italie.

Les activités d'efficacité énergétique sont assurées à l'international (Espagne, Pologne, Maroc) par des filiales de Fenice.

EDF Fenice Iberica, détenue à 100 % par Fenice Spa, développe ses activités en consolidant son modèle d'affaires « *Global Energy Partner* ». Elle se positionne aujourd'hui comme référent de l'efficacité énergétique pour l'industrie sur le marché espagnol. Par ailleurs, en 2016 elle a constitué une filiale au Maroc (EDF Fenice Maroc) suite à la signature d'un contrat avec un groupe international dans le secteur agroalimentaire pour la réalisation et la gestion d'une usine de traitement des eaux usées.

Fenice Poland détenu à 100 % par Fenice Spa, intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée des utilités industrielles (cogénération, chaleur, froid, air comprimé, réseau électrique, gaz industriels) avec pour client principal FCA. Elle assure également différents services énergétiques et environnementaux associés (eau potable, traitement des déchets et effluents liquides). Fenice Poland dispose aussi des concessions administratives nécessaires pour l'alimentation des clients raccordés à ses réseaux de distribution (électricité, gaz, chaleur).

1.4.5.2.3.5 Activités régulées

Transport et stockage de gaz

Edison possède 100 % de la société Edison Stoccaggio, dédiée aux activités régulées de stockage de gaz. Edison exploite par ailleurs trois sites de stockage en gisements déplétés (gisements épuisés de gaz naturel) : Cellino (depuis 1984), Collalto (depuis 1994) et San Potito & Cotignola (depuis 2013). Le volume opéré par l'ensemble des sites représente un milliard de mètres cubes.

Distribution

La distribution de gaz en Italie est une activité soumise à la réglementation et au contrôle de l'Autorité de l'électricité et du gaz qui établit notamment les paramètres de qualité et de sécurité ainsi que les règles d'accès aux réseaux.

Infrastrutture Distribuzione Gas SpA est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison. En 2019, elle a distribué 0,3 milliard de mètres cubes de gaz naturel à environ 150 000 utilisateurs dans le nord et le centre de l'Italie.

1.4.5.2.4 Activités d'EDF Renouvelables en Italie

En 2019, EDF Renouvelables a transféré ses actifs à Edison (voir section 1.4.5.2.3.1 « Activités de production électrique »).

1.4.5.2.5 Activités de Citelum en Italie

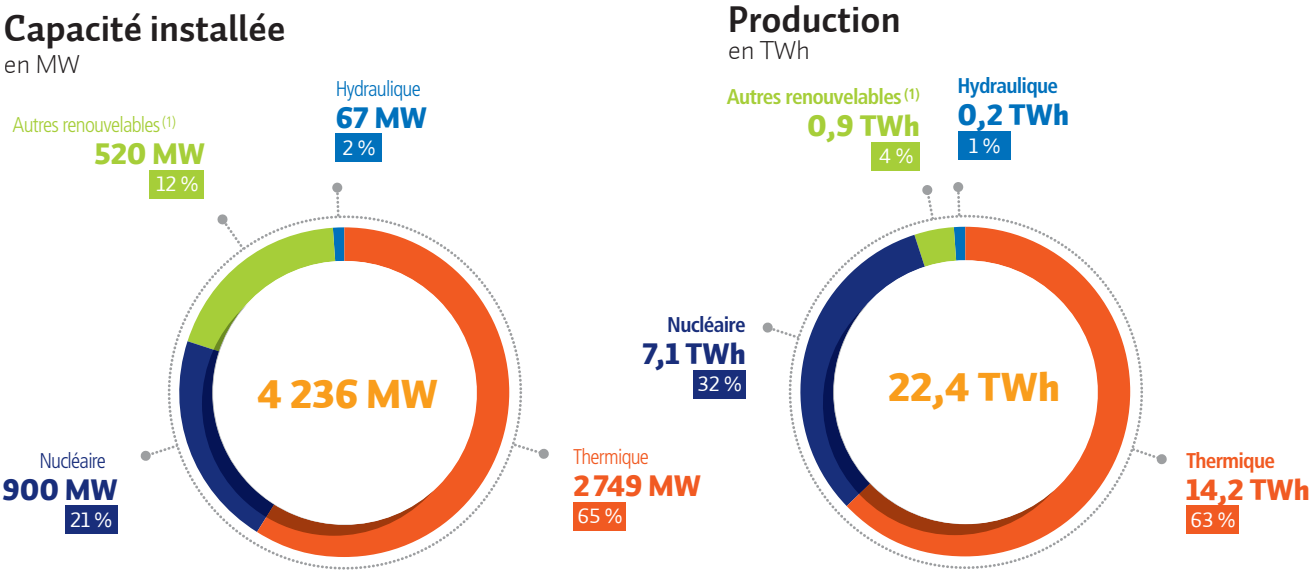
La présence du Groupe en Italie passe également par sa filiale Citelum qui détient, dans le cadre des conventions Consip Luce, de nombreux marchés d'éclairage public et de signalisation lumineuse tricolore ainsi que des projets globaux dans le domaine de la Smart City comme ceux de Syracuse (en groupement avec EBF Costruzioni Impianti SrL) ou de Lonato del Garda. Citelum gère l'éclairage de plus de 200 villes en Italie (voir section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

(1) Donnée de production calculée en cohérence avec les critères de consolidation.
(2) Dont seulement une partie mineure est propriété d'Edison.

1.4.5.3 Autre international

Sur le segment « Autre international », le Groupe a une capacité installée consolidée de 4,2 GW à fin 2019 qui a produit 22,4 TWh d'électricité en 2019.

Capacité installée et production "autre international" - 2019



(1) N'inclut pas les données d'EDF Renouvelables, voir section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables ».
NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande, et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont à l'étude. Le Benelux constitue également un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le *hub* de Zeebrugge et le terminal méthanier de Dunkerque à proximité.

Le groupe EDF est présent en Belgique *via* ses filiales EDF Belgium, Luminus et Citelum.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % en copropriété indivise de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge EDF Belgium, détenue à 100 %. La capacité revenant à EDF représente 481 MW (soit 2 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF (*via* un contrat à long terme renouvelé fin 2015 pour dix années supplémentaires) qui, à son tour, revend l'électricité à Luminus à un prix de marché.

La loi belge de 2003 sur la sortie progressive du nucléaire prévoyait initialement la fermeture de Tihange 1 le 1er octobre 2015. Néanmoins, la prolongation jusqu'en 2025 de son exploitation a finalement été décidée, suite à l'adoption en 2012 du Plan d'équipement par le gouvernement belge et de la loi de 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire. Cette prolongation a fait l'objet d'une convention conclue le 12 mars 2014 entre Electrabel, EDF et l'État belge définissant ses modalités.

La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 nécessite des investissements importants, à hauteur d'environ 300 millions d'euros pour la quote-part EDF, étalés entre 2011 et 2020.

Luminus

À fin 2019, le groupe EDF détient 68,63 % de la société Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium, le reste du capital étant détenu par des actionnaires publics belges.

Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie derrière Electrabel détenant un portefeuille amont/aval équilibré. L'entreprise, dont la part de marché avoisine les 20 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge, avec 2 129 MW installés à fin 2018. La production d'électricité de Luminus a atteint 5,2 TWh en 2018. La société emploie 2 000 personnes, incluant les filiales nouvellement acquises.

Dans le cadre du plan stratégique CAP 2030 du Groupe, Luminus a l'ambition de développer son parc éolien et d'accélérer le déploiement de ses services énergétiques afin d'apporter à ses clients des solutions innovantes et durables, tout en poursuivant sa démarche de réduction des coûts et de rationalisation de son parc de production thermique.

Luminus est propriétaire de 10,2 % (soit 419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service en 1982 et 1985), qui ont une durée de vie de 40 ans. Par ailleurs, Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

Outre les droits de tirage dans le parc nucléaire, Luminus dispose également d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 208 MW.

La centrale TGV de Seraing a rempli son contrat de réserve stratégique pour la période allant de novembre 2017 à fin octobre 2018. Cette centrale est actuellement de retour sur le marché, étant donné que le mécanisme de réserve stratégique n'a pas été reconduit dans les temps.

Luminus est par ailleurs présente dans les énergies renouvelables : la société exploite 7 centrales hydrauliques et est propriétaire de 52 parcs éoliens *onshore* totalisant 189 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Depuis fin 2015, la société est leader dans l'éolien *onshore* en Belgique et dispose désormais d'une puissance installée de 438,5 MW. En 2018, Luminus a érigé 24 éoliennes pour une capacité totale de 62,8 MW. Elle a, en outre, acquis la société MegaWindy CVBA qui exploite des projets éoliens *onshore* en région flamande. Cette société détient notamment des droits fonciers qui devraient à terme permettre le développement d'environ 40 MW de projets.

Commercialisation

Sous sa marque « Luminus », EDF fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,7 million de clients particuliers et professionnels (en points de livraison) en Belgique.

Services énergétiques

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active *via* ses filiales Rami Services, Dauvister, Leenen et Insaver en leur proposant des services d'installation et d'entretien de chaudières, la vente et la gestion d'un thermostat intelligent (Netatmo), des installations photovoltaïques ainsi que des services *Confort* en cas de dommages imprévus à l'habitation. À fin 2018, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services a dépassé les 175 000 contrats grâce à une forte progression des ventes au cours de l'année 2018.

Pour ses clients industriels, Luminus propose, avec les sociétés ATS, Vanparijs, Dauvister et Newelec des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage aux clients industriels. De plus, sa filiale EDF Luminus Solutions (co-détenue à 51 % par Luminus et à 49 % par Dalkia) se charge des services d'efficacité énergétique en prenant en charge des immeubles tels que les bâtiments administratifs, hôpitaux, écoles, salles de sport, piscines et complexes d'appartements sur la base d'un contrat de performance énergétique.

En 2019, Luminus a continué sa stratégie d'expansion dans les services énergétiques en élargissant sa présence sur l'amont de la chaîne de valeur avec l'acquisition du bureau d'études De Klerk engineering ainsi que la société ERVAC (*via* Newelec), spécialisée dans la régulation du chauffage, ventilation et climatisation (HVAC). ATS a également acquis l'entreprise Censatech active dans l'HVAC sur le marché des professionnels (B2B2C). Par ailleurs, dans le cadre de l'organisation des activités « solutions énergétiques complexes », les équipes des filiales Luminus Solutions et VMI ont été fusionnées.

Citelum

En 2019, la SOFICO Wallonie et le consortium Luwa, composé de Citelum (mandataire), Luminus, CFE et DIF, ont signé le contrat PPP de conception, modernisation, financement, gestion et maintenance des équipements d'éclairage public des grands axes (auto)routiers de la région wallonne. La maintenance, qui s'étalera tout au long du contrat, et les travaux sur 4 ans, ont également démarré cette année. Ce Plan Lumières 4.0, d'une durée de 20 ans, prévoit notamment la rénovation LED de 100 000 points lumineux et l'installation de différents capteurs de flux, de détection et d'un système de télégestion.

Pays-Bas

Le groupe EDF et PZEM (anciennement Delta) disposent au travers d'une société commune, Sloe Centrale BV (à 50 % chacun), d'une centrale CCG de 870 MW dans le Sud-Ouest des Pays-Bas, dont les deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009. Grâce à ses performances techniques très élevées, renforcées par de récentes innovations et une renégociation optimisée du contrat de maintenance avec Siemens (LTSA), la centrale de Sloe a été appelée à fonctionner près de 5 000 heures à fin septembre 2019 depuis le début de l'année, avec un facteur de service de plus de 68 % en hausse de 15 points par rapport à la moyenne calculée sur les deux dernières années pour la même période.

Suisse

EDF avait annoncé le 5 avril 2019 la signature d'un accord engageant relatif à la cession de sa participation dans Alpiq. À la suite de l'autorisation de l'autorité allemande de la concurrence, EDF a réalisé le 28 mai 2019 la cession de sa participation de 25,04 % dans l'énergéticien suisse.

Allemagne

Filiale à 100 % d'EDF International SAS et basée à Berlin, la filiale EDF Deutschland GmbH est en charge du développement des activités du Groupe en Allemagne. Celle-ci se concentre sur les nouveaux modèles d'affaires de l'énergie et les solutions innovantes accompagnant la transition énergétique allemande (*Energiewende*). EDF Deutschland représente également le Groupe auprès des leaders d'opinion politiques et économiques allemands.

En juin 2019, le groupe EDF, *via* EDF Pulse Croissance Holding, a acquis 100 % du capital de la société allemande Energy2market (e2m), agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales. e2m compte 85 salariés et 2 000 clients, principalement en Allemagne, et gère et exploite 4 500 sites connectés et décentralisés de production d'énergie et de flexibilités (parcs éoliens, fermes solaires, biomasse…), représentant une puissance installée de plus de 3 GW. Avec cette acquisition, le groupe EDF devient un acteur important sur le marché allemand du marketing direct et des flexibilités locales. Le développement d'e2m est piloté par EDF Local Energy Management (LEM).

La filiale allemande de Framatome a son siège social à Erlangen (Bavière) qui est également avec 3 400 collaborateurs, le 2e plus important site d'ingénierie de l'entreprise dans le monde. Ses principales missions sont la maintenance, la prolongation et les activités de modernisation des centrales nucléaires dans le monde (notamment contrôle-commande). Le site collabore également aux projets de construction de réacteurs EPR en France, Finlande, Chine et Grande-Bretagne. Framatome est également présent dans les nouveaux business en Allemagne (stockage d'électricité et hydrogène). La filiale de Framatome Advanced Nuclear Fuels GmbH (ANF) produit des assemblages de combustible destinés aux REP (Réacteurs à Eau Pressurisée) et REB (Réacteurs à Eau Bouillante) pour les marchés allemands et de l'Europe de l'Ouest ; ses deux sites de Lingen (siège d'ANF) et Karlstein emploient 430 collaborateurs.

En Allemagne, EDF Renouvelables détient, en intégrant les capacités installées de Futuren dans ce pays, 185,8 MW bruts installés d'éolien au 31 décembre 2019. EDF Renouvelables a par ailleurs remis en service le parc éolien d'Eckölstadt, qui a fait l'objet d'un repowering. EDF Renouvelables détient également depuis 2017, *via* sa filiale REETEC, prestataire de services dans l'éolien *onshore* et *offshore*, la société allemande *Off-shore* Wind Solutions (OWS), spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer. (voir section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables »). En septembre 2019, EDF Renouvelables a annoncé l'acquisition d'un portefeuille de projets éoliens d'une capacité d'environ 300 MW en cours de développement en Allemagne, auprès de la société allemande Altus AG.

À l'occasion de la Foire d'Hanovre, le rendez-vous international du secteur de l'industrie, EDF a annoncé en avril 2019 la création de « Hynamics », une nouvelle filiale du Groupe en charge de proposer une offre d'hydrogène bas carbone performante pour l'industrie et la mobilité. L'Allemagne fait partie des pays cibles de développement d'Hynamics.

En octobre 2019, EDF Deutschland a pris une participation à hauteur de 33,3 % dans HYPION GmbH, société d'origination et de développement de projets liés à l'hydrogène dans le Nord de l'Allemagne. Electranova Capital détient une participation d'environ 13,4 % dans Sunfire, société basée à Dresde qui développe des électrolyseurs haute température (*Power-to-Gas* et *Power-to-Liquids*).

Le Groupe détient 50 % de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau située à Iffezheim sur le Rhin (148 MW, 5 turbines, cette centrale ayant bénéficié d'une extension en 2013).

Le groupe EDF détient également un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel (Basse-Saxe). Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50/50 avec EnBW (voir section 1.4.6.2.2 « Projets et actifs gaziers »). *Via* sa filiale EDF Gas Deutschland, EDF détient également une participation de 16 % dans le gazoduc BEP (Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft).

EDF Deutschland a porté sa participation au capital d'Ubitricity à 18,94 %. La *start-up* berlinoise propose une solution de recharge sur candélabre des véhicules électriques. Ses innovations viendront enrichir la gamme d'offres mobilité électrique du groupe EDF.

EIFER, institut de recherche qui dépend de la R&D d'EDF, est basé à Karlsruhe et compte plus de 110 collaborateurs. Il axe ses travaux sur l'optimisation des ressources énergétiques et la production décentralisée (intégration des énergies renouvelables), l'énergie dans les villes et territoires, ainsi que sur l'économie de l'énergie et de l'environnement (électromobilité, *Power-to-Gas, Smart Cities*).

Enfin, EDF Trading est actif sur les marchés des commodités en Allemagne, notamment sur le marché *intraday* et celui du gaz.

1.4.5.3.2 Europe centrale et orientale

Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques au travers de la filiale Dalkia Rus de Dalkia (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

Au 31 décembre 2019, le groupe EDF détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné), aux côtés d'Endesa Generación (40,99 %), Iberdrola Generación (12,0 %) et EDF España (8,54 %). La rentabilité de la centrale n'étant plus assurée, elle a été déconnectée du réseau en 2016 et un processus de démantèlement a été mis en place. Le groupe papetier Ence a signé en 2017 un contrat avec Elcogas pour le rachat de terrains et de certaines installations. L'assemblée générale des actionnaires du 13 mai 2019 a pris la décision de dissoudre la société et de la mettre en liquidation. La société conservera sa forme juridique le temps de la liquidation.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de la filiale locale de Fenice, EDF Fenice Ibérica (voir section 1.4.5.2 « Italie ») et de Citelum (voir section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

En 2019, Citelum a optimisé l'éclairage de la capitale d'Asturies, Oviedo, pour rendre la ville plus durable, lui faire réaliser près de 80 % d'économies d'énergie et éviter l'émission de 84 tonnes de CO_2 par an. À la Nucia, Citelum a installé le nouvel éclairage sportif et réalisé la mise en lumière de la façade du stade olympique du village sportif Camilo Cano à l'occasion de la 99e édition du Championnat d'Espagne d'Athlétisme.

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plate-forme de *trading* de Londres (voir section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading »).

Framatome Spain est également présent sur ce marché et détient des contrats d'ingénierie et de maintenance avec les sociétés propriétaires des réacteurs nucléaires.

EDF Invest détient depuis 2015 une part minoritaire de Madrileña Red de Gas, opérateur du principal réseau de distribution de gaz dans la région de Madrid.

1.4.5.3.4 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

Il dispose de plus de 9,8 GW bruts de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 52 GW de capacité installée dans le cadre de contrats d'exploitation et maintenance ou de services d'optimisation.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- les investissements dans la production nucléaire, liés à sa participation de 49,99 % dans CENG (« Constellation Energy Nuclear Group »), la joint-venture avec le groupe Exelon (premier opérateur nucléaire américain) dans trois centrales nucléaires. CENG détient une capacité installée de 4 GW (soit 2 GW en quote-part au prorata de la participation du groupe EDF). Ces trois sites sont exploités par Exelon ;
- les énergies renouvelables, avec 7,1 GW bruts de capacité installée ou en construction, principalement localisées aux États-Unis par le biais d'EDF Renewables North America, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Renouvelables. Par ailleurs, EDF Renewables Services (filiale à 100 % d'EDF Renewables North America) gère en Amérique du Nord près de 10 GW *via* des contrats d'exploitation et maintenance pour compte propre ou compte de tiers ;
- le trading, sur l'ensemble de la chaîne de valeur, sur les marchés nord-américains de gaz et d'électricité dans le cadre d'EDF Trading North America, et la fourniture de produits de gestion de l'énergie aux États-Unis et au Canada par le biais d'EDF Energy Services (filiale à 100 % d'EDF Trading North America) ;
- les services énergétiques, gestion locale de l'énergie et efficacité énergétique, dans le cadre de Dalkia et ses filiales Dalkia Wastenergy, Dalkia Energy Solutions (anciennement Groom Energy Solutions) et Aegis Energy Services ;
- la R&D et l'innovation dans le cadre d'EDF Innovation Lab ;
- l'éclairage public urbain par le biais de Citelum, filiale à 100 % d'EDF.

1.4.5.3.4.1 Activité nucléaire aux États-Unis

Production nucléaire : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le 6 novembre 2009, le groupe EDF et CEG ont créé CENG. Depuis la fusion entre Exelon et CEG, EDF et Exelon détiennent respectivement 49,99 % et 50,01 % de CENG. EDF et Exelon ont signé un accord en 2014 pour transférer les licences d'exploitation des centrales de CENG à Exelon, aux termes duquel Exelon gère les activités opérationnelles des trois sites nucléaires CENG (5 réacteurs).

Dans le cadre de cet accord, CENG a versé à EDF 400 millions de dollars de dividendes exceptionnels et EDF a obtenu une option de vente de ses actions CENG à Exelon à leur juste valeur de marché exerçable entre le 1er janvier 2016 et le 30 juin 2022. Le 20 novembre 2019, EDF a notifié l'exercice de cette option à Exelon [(1)]. Le prix de cession des actions résultera de la détermination de leur juste valeur en application des stipulations contractuelles de l'option de vente. La réalisation de la transaction est conditionnée à l'obtention des autorisations réglementaires requises notamment l'autorisation de la Nuclear Regulatory Commission (NRC).

La gouvernance de CENG est assurée par un Conseil d'administration composé de dix membres, dont cinq sont nommés par le groupe EDF et cinq autres, dont le Président, par Exelon.

Activités du parc nucléaire de CENG

L'activité nucléaire de CENG s'exerce sous le contrôle de l'autorité américaine de sûreté nucléaire, la NRC.

CENG exploite cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité pour une capacité totale de 4 272 MW. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, des unités 1 et 2 de Nine Mile Point et de RE Ginna est de 60 ans.

Réacteurs	Capacité *(en MW)*	% de détention	Capacité détenue en propre *(en MW)*	Production [(2)] *(en TWh)* 2019	2018
Calvert Cliffs 1	908	100	908	7,91	7,29
Calvert Cliffs 2	881	100	882	7,10	7,70
Nine Mile Point 1	620	100	620	4,57	5,31
Nine Mile Point 2 [(1)]	1 287	82	1 056	9,16	8,29
RE Ginna	576	100	576	4,99	4,70
TOTAL	**4 272**		**4 042**	**33,74**	**33,28**

(1) CENG détient 82 % de cette unité (soit 1 056 MW de la capacité totale de 1 287 MW de l'unité). Les 18 % de l'unité 2 de Nine Mile Point non détenus par CENG appartiennent à Long Island Power Authority (LIPA). LIPA reçoit 18 % de la capacité et de l'électricité produite par l'unité Nine Mile Point 2, en contrepartie du paiement à CENG de sa quote-part des coûts attachés à cette unité, et est responsable de sa part de 18 % des coûts de démantèlement de cette unité. CENG et LIPA, chacune pour son compte, sont tenues d'apporter un financement propre pour Nine Mile Point 2.

(2) Ces valeurs correspondent à l'expression à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Les actifs d'EDF représentaient environ 2 % de la capacité de production nucléaire américaine et 0,84 % de la production totale d'électricité (données 2018). Les principaux concurrents de CENG sur ce marché sont Entergy, AEP, Exelon, Dynergy et NRG.

Réglementation de l'État de New York

Le 1er août 2016, la New York Public Service Commission (NYPSC) a publié une ordonnance établissant une nouvelle régulation, le Clean Energy Standard (CES), dont l'un des aspects vise la sauvegarde des moyens nucléaires dans l'État de New York par la reconnaissance de leurs caractéristiques environnementales de production électrique zéro-carbone. Le mécanisme inclut la création d'un programme de certificats zéro-émission (ZEC : Zero Emission Credit). L'Autorité de Recherche et Développement dans l'Énergie de l'État de New York (NYSERDA : New York State Energy Research and Development Authority) centralise l'achat des ZEC aux centrales éligibles *via* un contrat de 12 ans, administré en six tranches de deux ans, à compter du 1er avril 2017 jusqu'au 31 mars 2029. Le paiement des ZEC aux producteurs éligibles s'effectue sur la base du nombre de MWh produits, assujettis à des plafonds et des exigences de performance minimales. Le prix du ZEC à payer pour chaque tranche est déterminé administrativement en utilisant une formule qui repose sur le coût social du carbone estimé par le gouvernement fédéral en 2016. Cette formule intègre également des ajustements à la baisse liés à l'évolution des prix de marché de l'énergie et de la capacité. Pour la première tranche (du 1er avril 2017 à fin mars 2019), le prix d'un ZEC a été fixé à 17,48 $/MWh produit. Le prix actualisé pour la tranche suivante (d'avril 2019 à mars 2021) a augmenté pour atteindre 19,59 $/MWh. Pour les tranches suivantes, le prix sera actualisé tous les deux ans.

(1) Voir communiqué de presse d'EDF du 20 novembre 2019 « EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG ».

Chaque commercialisateur d'électricité (« Load Serving Entity ») est contraint d'acheter une quantité de ZEC correspondant à sa part de marché dans l'état de New York. Le recouvrement des coûts du programme auprès des clients bénéficiant de tarifs régulés est intégré à leurs factures.

La NYPSC a considéré que les installations nucléaires de Ginna et de Nine Mile Point étaient éligibles au programme ZEC. Le 18 novembre 2016, les contrats de vente de ZEC de Ginna et Nine Mile Point ont été signés avec NYSERDA. En 2019, CENG a perçu 357 millions de dollars pour la vente des ZEC.

Des groupes environnementaux ont déposé une requête visant à invalider le programme ZEC auprès du Tribunal de New York le 30 novembre 2016. La requête a été modifiée le 13 janvier 2017. Cette requête soutient que la NYPSC n'a pas le pouvoir d'établir ce programme et qu'elle a violé la loi environnementale de l'État et certaines dispositions techniques de la loi de l'État de New York sur les procédures administratives (SAPA). Le 15 février 2017, CENG a déposé une requête afin de rejeter cette action en justice. Le 22 janvier 2018, le Tribunal a rejeté les revendications environnementales et la majorité des demandeurs de l'affaire, mais a refusé les requêtes en irrecevabilité concernant cinq autres demandeurs et réclamations, sans faire de commentaires sur le fond de l'affaire. Le 8 octobre 2019, la Cour suprême de New York a rendu une décision rejetant les autres requêtes des demandeurs. Le 5 novembre 2019, les demandeurs ont déposé un recours auprès du troisième département de la Section d'appel de la Cour suprême de New York. La date limite de mise en état de l'appel est fixée au 5 mai 2020 pour les demandeurs.

1.4.5.3.4.2 EDF Trading en Amérique du Nord

EDF Trading est présent sur les marchés nord-américains de l'électricité (y compris les droits d'acheminement), du gaz, du charbon et des produits environnementaux. La branche commerciale et industrielle d'EDF Trading, EDF Energy Services, fournit dans toute l'Amérique du Nord des services de gestion et d'optimisation à des clients commerciaux et industriels ayant une consommation énergétique intensive (voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading »).

1.4.5.3.4.3 EDF Renouvelables en Amérique du Nord

EDF Renouvelables, à travers ses filiales EDF Renewables North America, EDF Renewables Canada et EDF Renewables Mexico, a poursuivi son développement en Amérique du Nord, en mettant en service 868 MW bruts de capacités éoliennes, solaires photovoltaïques et biogaz en 2019.

EDF Renewables Services gère des projets éoliens et solaires, pour compte propre et pour le compte de tiers.

1.4.5.3.4.4 Dalkia en Amérique du Nord

Dalkia, filiale à 100 % du groupe EDF, est présent sur les marchés nord-américains des services énergétiques (gestion locale de l'énergie et efficacité énergétique) avec 505 collaborateurs. Dalkia opère *via* les sociétés Dalkia Wastenergy au Canada, Dalkia Energy Solutions (anciennement Groom Energy Solutions) et Aegis Energy Services aux États-Unis (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

1.4.5.3.4.5 Recherche & Développement

EDF dispose d'une équipe de R&D et Innovation (EDF Innovation Lab) installée à Los Altos, en Californie, qui contribue aux efforts de recherche, de développement et d'innovation et qui accompagne le développement du groupe EDF aux États-Unis (voir la section 1.6.1.4 « Les partenariats d'EDF R&D»). À cette fin, EDF Innovation Lab analyse des nouvelles technologies et des *start-ups*, développe des produits et teste des solutions au niveau local. En 2016, cette équipe a permis l'identification de la société Off Grid Electric (OGE), partenaire d'EDF dans la fourniture d'énergie solaire compétitive hors réseaux en Côte d'Ivoire (voir la section 1.4.5.3.9 « Off Grid – Énergie hors réseaux »).

1.4.5.3.4.6 Citelum en Amérique du Nord

Citelum, filiale d'EDF dans le domaine de l'éclairage public urbain, est également présent aux États-Unis (voir la section 1.4.6.1.2 « Citelum »). En 2019, Citelum a réalisé l'inventaire de l'éclairage extérieur et intérieur de 14 marinas le long de la côte Est du New Jersey à la Floride pour Safe Harbor Marinas.

1.4.5.3.4.7 Framatome en Amérique du Nord

Au service du secteur de l'énergie nucléaire aux États-Unis depuis les années 1950, Framatome bénéficie d'une large présence sur ce marché, en lien avec l'alimentation électrique de quelque 36 millions de foyers américains. Sa mission consiste à assurer la maintenance et la modernisation du parc nucléaire américain en exploitation et à lui fournir le combustible nécessaire et à soutenir la construction éventuelle de nouvelles centrales (voir aussi la section 1.4.1.3 « Framatome »).

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, le groupe EDF est présent sur les marchés brésilien et chilien, et élargit ses ambitions à certains pays de la zone dans lesquels il prospecte des opportunités de développement.

1.4.5.3.5.1 Brésil

Depuis avril 2014, le Groupe détient 100 % d'EDF Norte Fluminense SA (EDF NF) suite au rachat de la participation de 10 % de son capital détenue par Petrobras. EDF NF a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale de Norte Fluminense avec un contrat d'achat d'énergie (PPA) de 725 MW sur 20 ans conclu avec Light, la société de distribution de la ville de Rio de Janeiro. Cette centrale est dotée de turbines à Cycles Combinés Gaz et d'une capacité installée de 826 MW, et est située dans la région de Macaé, dans l'État de Rio de Janeiro. EDF NF fournit l'équivalent de près de 25 % (2,5 millions de clients) de l'énergie électrique consommée dans l'agglomération de Rio de Janeiro. La production de la centrale en 2019 est de 5,9 TWh, soit une augmentation de 20 % par rapport à fin 2018. Lorsque les conditions du marché et du réseau d'électricité brésilien le permettent, le solde de la production est vendu sur le marché au comptant.

Par ailleurs, le 11 décembre 2014, EDF a acquis, par l'intermédiaire de sa filiale EDF Norte Fluminense, une participation de 51 % dans Sinop Energia, chargé de la construction, de la maintenance et de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Sinop d'une capacité installée de 402 MW, fournissant l'équivalent de 50 % de l'État du Mato Grosso (1,6 million de clients). Sinop Energia a obtenu l'autorisation environnementale de remplir le réservoir le 24 janvier 2019. Les retards dans l'obtention des permis environnementaux et les difficultés avec l'entrepreneur EPC ont entraîné le report de la mise en service commerciale qui a finalement été autorisée par l'ANEEL (l'agence de régulation du Brésil) le 17 septembre 2019 pour la première turbine et le 18 octobre 2019 pour la seconde.

Au premier trimestre 2018, EDF NF a remporté l'appel d'offres concernant l'exploitation et la maintenance de l'usine de Sinop Energia. Ces activités d'exploitation et de maintenance seront réalisées à distance depuis Macaé (2 500 km de Sinop), à partir de fin 2020, grâce aux technologies innovantes mises en œuvre par EDF NF.

En ligne avec le plan stratégique CAP 2030, la filiale EDF Renouvelables accélère son développement en Amérique latine et notamment au Brésil, où elle possède un portefeuille de :

- 400 MW d'énergie solaire grâce à la centrale de Pirapora (l'une des plus grandes centrales solaires d'Amérique latine située dans l'État de Minas Gerais) ;
- 600 MW d'énergie éolienne en développement dans l'État de Bahia.

EDF est également présent au Brésil à travers :

- Edison, dont la filiale à 50 % Ibiritermo exploite un CCG de 226 MW dans l'État de Minas Gerais ;
- Citelum, entreprise de référence spécialisée dans l'éclairage public urbain et l'offre et la gestion de services publics connectés. En 2019, Citelum au Brésil a renouvelé ses contrats à Sao Francisco do Conde, Caixias et Goiânia, accompagne désormais la ville de Valinhos dans ses projets et a remporté un nouveau contrat à Imperatriz ;
- Framatome, grâce à un accord conclu avec Eletronuclear et Eletrobras dans le domaine du nucléaire, visant à promouvoir la coopération dans la production d'énergie nucléaire existante et future au Brésil. Une partie de l'accord a pour objet de contribuer à la poursuite de la construction de la centrale Angra 3.

1.4.5.3.5.2 Chili

Depuis 2013, EDF développe conjointement avec son partenaire chilien Andes Mining & Energy (AME) un projet gas to power combinant la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale électrique de type CCG d'une capacité d'environ 600 MW, et d'une infrastructure de stockage et de regazéification de GNL en mer de type Floating Storage Regasification Unit (FSRU). *Via* la filiale EDF Chile créée en 2014 à cet effet, le Groupe est actionnaire à hauteur de 50 % dans les deux sociétés projets (terminal GNL Penco-Lirquén et centrale El Campesino), aux côtés de BiobioGenera (50 %) dont AME est l'actionnaire de contrôle.

Néanmoins, le projet a subi un contretemps avec la décision négative de la Cour suprême du 30 janvier 2017 annulant le permis du terminal de regazéification Penco Lirquen. Différentes actions ont été engagées afin de poursuivre le développement du Groupe dans la production électrique au Chili, l'une d'entre elles étant la relance du processus d'obtention d'un permis qui a finalement été obtenu en novembre 2019.

Par ailleurs, la centrale El Campesino a signé en décembre 2017 l'acquisition de la société ESSA, propriétaire d'un actif de production thermique de 750 MW. L'opération a été conclue en mai 2018.

La filiale EDF Renouvelables est également présente au Chili avec la centrale solaire de Boléro (146 MWc) située dans le désert d'Atacama, le projet photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) détenu à parité avec AME et inauguré en janvier 2018 ainsi que les parcs éoliens Cabo Leones 1 de 115 MW qui ont été connectés au réseau en juin 2018 (voir la section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables »).

Enfin, Citelum, filiale à 100 % du groupe EDF, est également présente dans ce pays sur le marché de l'éclairage public (voir la section 1.4.6.1.2 « Citelum »). En 2018, à Independencia, dans la Province de Santiago, Citelum a remplacé 95 % des points lumineux, a permis de réduire la consommation énergétique de la ville de plus de 50 % et a conçu diverses illuminations artistiques mettant en valeur le patrimoine et les monuments les plus emblématiques de la ville. À Lo Barnechea, Citelum a renouvelé et gagné plusieurs contrats et gère aujourd'hui un parc de 23 315 points lumineux.

1.4.5.3.5.3 Pérou

En 2018, EDF a signé un Accord de Développement en Commun avec son partenaire péruvien GCZ SAC afin de développer les projets hydroélectriques des centrales au fil de l'eau de Chontayacu Alto et Bajo pour un total de 260 MW, par l'intermédiaire de sa filiale EDF Peru SAC constituée en décembre 2018.

1.4.5.3.6 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement. La présence dans les secteurs de la production électrique, des réseaux et des services constitue un enjeu industriel pour le Groupe. Dans le nucléaire, en complément de l'EPR de Taishan, les nouveaux projets doivent apporter au Groupe l'accès à des innovations technologiques et lui permettre de valoriser son savoir-faire industriel.

Son objectif est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale autour du programme nucléaire mondial, de l'équipement de pays émergents et de la perspective du renouvellement du parc français.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis plus de 35 ans en Chine au travers de prestations de conseil dans les domaines nucléaire, thermique et hydraulique, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité notamment par ses participations dans des centrales thermiques au charbon d'une puissance totale installée de 2 000 MW [(1)]. Avec la mise en service de Taishan (deux réacteurs de 1 750 MW chacun), EDF est également actionnaire à hauteur de 30 % dans un projet de production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire de type EPR. Enfin, le groupe EDF a fait son entrée en 2016 dans la production d'électricité renouvelable en Chine et développe des partenariats avec de grands électriciens chinois, lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques et d'ingénierie. La part de l'électricité sans CO_2 des actifs d'EDF en Chine est de 41 % en 2019, soit supérieure à la moyenne nationale chinoise.

Production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et de l'EPR Taishan

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (deux réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté le groupe chinois China General Nuclear Power Co. (CGN) pour la construction de la centrale de Ling Ao phase I (deux réacteurs de 1 000 MW chacun mis en service en 2002 et 2003) puis phase II (deux réacteurs supplémentaires de 1 000 MW mis en service en 2010 et 2011), EDF apporte aujourd'hui une assistance au groupe CGN pour l'exploitation de l'ensemble de son parc. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leur mise en service constituent l'une des principales références du Groupe en Chine. Par ailleurs, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd., qui a pour objet de financer, construire et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province du Guangdong. Par cette opération, le Groupe représente le premier investisseur étranger dans la production nucléaire chinoise, le succès du projet reposant sur la complémentarité des compétences des groupes EDF, dont Framatome, et CGN. La mise en service commerciale de la tranche 1 a été officiellement annoncée le 13 décembre 2018, celle de la tranche 2 le 7 septembre 2019 (voir sections 1.4.1.2.2 Autres projets « Nouveau Nucléaire » et 2.2.4 « performance opérationnelle » facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR).

Accords de partenariat

EDF développe des coopérations avec les acteurs-clefs du nucléaire chinois, et notamment ses pairs CGN et CNNC, et en fait bénéficier les métiers du Groupe. L'accord de partenariat global entre EDF et CGN a été signé en 2007 et complété en 2014 par des accords de mise en œuvre concernant les domaines de l'ingénierie et les fournisseurs, la R&D et l'exploitation-maintenance. Le partenariat avec CGN a permis d'engager des discussions sur sa participation à des projets nucléaires communs en Grande-Bretagne, qui ont abouti à la signature par EDF et CGN des contrats définitifs pour la centrale d'Hinkley Point C le 29 septembre 2016. Un accord portant sur le développement de la technologie UK Hualong a également été signé à cette occasion. Le groupe EDF a mis en place une structure basée à Pékin et à Shenzhen (*front office* pour le Groupe des métiers du nucléaire en Chine), dont les objectifs sont de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en entraînant l'industrie française et en se plaçant en appui aux projets du Groupe, en partenariat avec la filière nucléaire chinoise. Les experts de cette structure s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire du Groupe. EDF préside également l'association Partenariat France Chine Électricité constituée de fournisseurs qualifiés d'EDF cherchant à se développer en Chine.

Le Groupe a conclu en 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC), étendu en mars 2014 et renouvelé en 2019, visant à développer une coopération approfondie et globale. Enfin, dans le cadre de la déclaration gouvernementale franco-chinoise de juin 2015, des accords tripartites (EDF et AREVA-Framatome avec CGN et CNNC) ont été signés en 2015, prévoyant notamment la participation des industriels chinois aux projets nucléaires en Grande-Bretagne ainsi qu'un partenariat sur le développement de réacteurs de moyenne et grande puissance. En complément, un accord entre AFCEN et NEA (National Energy Administration) couvrant la coopération dans le domaine des codes et standards a été signé en novembre 2017. Son objectif est de promouvoir la reconnaissance mutuelle des systèmes de codes et standards nucléaires, et de constituer un socle de coopération entre les filières française et chinoise pour exploiter ensemble le marché nucléaire international.

Le plan d'actions pour les relations franco-chinoises endossé par les Présidents français et chinois en novembre 2019 salue la coopération entre les industriels français et chinois sur l'EPR, notamment à Taishan, appellent à la poursuite des coopérations en Chine et sur les marchés tiers, ainsi qu'à la poursuite du travail conjoint sur les projets britanniques (Hinkley Point C, Sizewell, Bradwell).

Framatome

Présent en Chine depuis 35 ans, Framatome est un chaudiériste nucléaire, un fournisseur de systèmes de contrôle-commande, d'équipements, de services à la base installée et de combustible pour des niveaux de sûreté et de performance élevés. Framatome Chine s'appuie sur des compétences et des équipes locales ainsi que sur ses experts, ingénieurs et techniciens internationaux pour répondre aux demandes de ses clients. Concepteur de l'EPR, les unités 1 et 2 des centrales de Taishan sont aujourd'hui en exploitation commerciale. Framatome participe à l'assemblage et à l'installation de la machine Tokamak (TAC1) au centre du projet de fusion nucléaire d'ITER et fournit certains équipements et briques technologiques pour le projet Hualong (RCP, I&C…) ainsi que le combustible. Framatome opère en Chine par le biais de joint-ventures avec Dongfang Electric Corporation (FDJV) et China National Nuclear Corporation (CAST) et par le biais de sa filiale Framatome Nuclear Services (FNS) dont Framatome détient 100 % du capital. Framatome est présent sur 9 sites : Shanghai, Lianyungang, Songjiang, Haiyan, Deyang, Shenzhen, Daya Bay, and Taishan et son bureau de représentation se trouve à Pékin.

Production d'électricité thermique charbon

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales dans la province du Shandong, mises en service entre 1987 et 2004 pour une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont le groupe Guodian (qui a fusionné avec Shenhua en 2017 pour former un nouveau groupe, China Energy Investment Group) et l'électricien hongkongais CLP.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 dans la province du Henan, mise en service en 2007 pour une capacité installée de 2 × 600 MW, de technologie dite « charbon supercritique ». Cette prise de participation s'est effectuée *via* une joint-venture dont la durée de vie a été fixée jusqu'à 2039 par les autorités chinoises. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang, majoritaire dans DSPC.

Fuzhou Power Generation Company (FZPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FZPC, joint-venture créée en 2014 avec une filiale du groupe Datang pour la construction et l'exploitation d'une centrale dite « ultra-supercritique » (2 × 1 000 MW) dans la province du Jiangxi. Le premier

(1) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.

groupe a été mis en service en décembre 2015, le deuxième en avril 2016. Fuzhou est ainsi la première centrale de type « ultra-supercritique » (c'est-à-dire ayant des rendements élevés et un impact environnemental limité) avec une participation du groupe EDF. Cette technologie permet d'atteindre des niveaux élevés de température et de pression dans la chaudière assurant un meilleur rendement (près de 44 % pour Fuzhou) que dans une centrale classique et diminuant la consommation de combustible et la production de CO_2 par kilowattheure produit.

Énergies renouvelables

À travers la filiale chinoise d'EDF Renouvelables, le groupe EDF détient une participation dans 5 centrales éoliennes en exploitation pour une puissance installée totale de 219,3 MW bruts (102,6 MW proportionnellement à la participation d'EDF), ainsi qu'un pipeline de projets en développement de plusieurs centaines de MW. En 2018, EDF Renouvelables a diversifié ses activités dans le solaire distribué avec la création d'une joint-venture avec la société ACC visant à développer des solutions solaire-toiture pour des clients industriels (109,8 MW en exploitation ou en construction à ce jour, dont 87,75 MW proportionnellement à la participation d'EDF – ainsi qu'un pipeline de plusieurs dizaines de MW). EDF Renouvelables a également établi une joint-venture avec le groupe Qilu Transportation pour développer des centrales solaires réparties (au sol) au bord des autoroutes, contrôlées par Qilu dans la province du Shandong.

Dans le domaine de l'éolien en mer, à l'occasion de la visite officielle du Président chinois en France en mars 2019, EDF a signé avec l'électricien China Energy Investment un accord pour la réalisation de deux projets (Dongtai IV et Dongtai V) au large de la province du Jiangsu, sous réserve d'approbation des accords définitifs par les autorités chinoises. Les deux partenaires construiront et exploiteront ensemble ces fermes éoliennes d'une capacité totale de 500 MW, qui seront mises en service progressivement d'ici 2021 (voir section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables »).

Recherche & Développement (R&D)

Huit ans après sa création, le centre R&D d'EDF en Chine renforce son soutien aux métiers d'EDF Chine et centre ses compétences sur les thématiques prioritaires pour le développement d'EDF en Chine. Les activités du centre portent sur la production et le stockage de l'électricité bas carbone, les réseaux électriques innovants, les systèmes locaux multi-énergies, l'ingénierie énergétique, la mobilité électrique et l'open innovation. Tirant partie de l'écosystème chinois très dynamique et innovant, le centre R&D d'EDF en Chine travaille sur les applications des technologies digitales et de l'intelligence artificielle aux métiers de l'énergie.

Services énergétiques

Dans la ville de Sanmenxia (province du Henan), EDF a créé une joint-venture (détenue par EDF à hauteur de 65 %) pour la construction et l'exploitation d'un réseau de chaleur urbain à partir de la récupération de chaleur fatale issue de centrales thermiques de son partenaire Datang. Le contrat de concession, d'une durée de 30 ans, a été signé le 9 août 2016 et le réseau est entré en exploitation commerciale le 15 novembre 2016. Après le succès de la première saison de chauffe, la municipalité de Sanmenxia a décidé le 29 août 2017 l'extension de la zone de concession accordée à la joint-venture, portant les réductions d'émission de CO_2 de 200 000 à 240 000 tonnes par an à partir de 2021.

Dans la ville de Lingbao (province du Henan), EDF a créé une joint-venture (détenue par EDF à hauteur de 65 %) le 13 novembre 2017 avec la société d'investissement municipale pour construire et exploiter un réseau de chaleur alimenté par une centrale de cogénération biomasse de 35 MW. Le contrat de concession, d'une durée de 30 ans, a été signé le 9 janvier 2018 dans le cadre de la visite d'État du Président français en Chine. Ce projet a pour objectif d'apporter un revenu complémentaire aux agriculteurs locaux, de permettre l'élimination contrôlée des déchets agricoles et d'éviter l'émission de 150 000 tonnes de CO_2 par an.

Dans la ville de Sanya (province de Hainan), EDF et son partenaire Changfeng Energy ont été sélectionnés le 8 août 2017 par le gouvernement municipal pour réaliser un réseau de stations multi-énergies dans une des zones touristiques de la ville, dans le cadre d'une concession de 30 ans. Le dispositif permettra d'alimenter en froid (climatisation) et en eau chaude sanitaire des hôtels, des centres commerciaux et des hôpitaux. La joint-venture (détenue par EDF à 30 %) a été créée le 6 novembre 2017, et le contrat de concession a été signé le 9 janvier 2018 devant les Présidents français et chinois. La première centrale de froid doit entrer en exploitation commerciale en 2020. Ce projet devrait permettre d'éviter l'émission de 20 000 à 70 000 tonnes de CO_2 par an.

Dans le domaine des services énergétiques, le contrat signé avec Dongfeng Peugeot Citroën Automobile dans le district de Caidian à Wuhan en 2013 sur l'éclairage a été étendu à l'ensemble du site en 2014 et 2015 pour couvrir plus de 65 000 points lumineux. EDF travaille en outre avec ce même district de Caidian pour la planification, le développement et l'exploitation des services énergétiques dans l'écoquartier franco-chinois.

EDF et Huadian ont signé en novembre 2019 un accord pour la création d'une joint-venture (EDF 49 %) en charge de l'exploitation d'un réseau de chaleur déjà existant dans le centre de la ville de Wuhan. Alimenté par la chaleur fatale d'un Cycle Combiné Gaz (CCGT) de Huadian, le réseau bénéficiera des outils numériques mise en place par EDF à Sanmenxia.

Le Groupe propose également des solutions innovantes aux industriels et écoquartiers en s'appuyant sur les compétences d'EDF en Europe, notamment dans le domaine des réseaux intelligents, de la cogénération, de la récupération de chaleur perdue, des énergies renouvelables décentralisées (pompe à chaleur, solaire urbain, biomasse, géothermie) et des outils numériques développés sur place avec le centre R&D Chine.

Services d'ingénierie

Dans le domaine des services d'ingénierie en Chine, EDF étudie la possibilité d'accompagner des investissements sur de nouveaux modèles d'affaires avec l'appui des ingénieries métiers, par exemple pour les nouveaux réseaux de distribution dits « incrémentaux » et la vente d'électricité. EDF propose également des services d'ingénieries à la demande, notamment pour les partenaires chinois afin de valoriser les partenariats à long terme et accéder aux technologies chinoises, comme le CSP ou le CO_2 supercritique.

Autres activités du groupe EDF en Chine

La filiale Citelum est également présente dans ce pays sur le marché de l'éclairage public par l'intermédiaire du contrat avec la ville de Kunming pour 100 000 points lumineux. En 2019, Citelum a offert et installé 288 points lumineux dans le village de Qixingtan près de Kunming où il n'y avait pas d'éclairage.

1.4.5.3.6.2 Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud est centrée sur le développement du secteur électrique, au travers notamment d'opportunités de projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique gaz et hydraulique dans les pays offrant des opportunités de type *Independent Power Plants* (IPP) ainsi que dans le domaine des énergies renouvelables, du nucléaire, des villes intelligentes, des micro-grids et de l'innovation.

Viêtnam

Au 31 décembre 2019, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale CCGT d'une capacité de 715 MW. Les autres actionnaires sont TEPCO (JERA) et SGM2 (Sumitomo). Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat BOT (Build, Operate, Transfer) a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

Le projet Son My 1 de réalisation d'une nouvelle centrale thermique au Viêtnam a franchi en 2019 de nouvelles étapes. Le projet porte sur la construction et l'exploitation durant 20 ans d'une centrale de type CCGT de 2 250 MW, à haut rendement et aux performances environnementales optimisées, située dans la province de Binh Thuan, au nord-est de Saigon. Il s'inscrit dans le cadre de la politique de diversification de sources d'approvisionnement en énergie du Vietnam et répond à un double enjeu : satisfaire la demande croissante d'électricité et diminuer la part du charbon dans le mix énergétique vietnamien (38 % en 2018) au profit du gaz et des énergies renouvelables. Le groupe EDF a été désigné leader du consortium (37,5 %) chargé d'étudier le projet aux côtés du partenaire vietnamien Pacific Corporation (25 %) et de deux partenaires japonais Sojitz Corporation (18,75 %) et Kyushu Electric Power Co (18,75 %). Un *Memorandum of Understanding* a été signé le 2 novembre 2018 avec le ministère de l'Industrie et du Commerce vietnamien (MOIT) fixant le cadre général du développement du projet. L'année 2019 a été consacrée à la négociation puis à la réalisation de l'étude de faisabilité de l'investissement. Le plan de travail de l'année 2020 consistera à obtenir l'approbation finale de cette étude de faisabilité par le MOIT et à avancer dans la négociation d'un contrat de concession et des autres documents contractuels nécessaires à une mise en service de la première unité fin 2024.

Laos

Au 31 décembre 2019, le groupe EDF détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2, d'une puissance installée de 1 070 MW, construit par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main », mis en service en 2010 et qui représente environ 17 % de la capacité installée du pays. Les autres actionnaires sont la société thaïlandaise EGCO (Electricity Generating Public Company Limited) à hauteur de 35 % et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

En 2018, EDF a acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans NTPC. En 2019, la dotation par EDF Invest aux actifs dédiés a été finalisée.

L'activité de 2019 s'est concentrée sur la conduite opérationnelle des installations dans un contexte hydrologique difficile au Laos, tout en poursuivant les missions d'accompagnement social et environnemental de la région de Nam Theun 2.

Un projet de développement d'un parc solaire flottant d'une capacité de 240 MWc sur la retenue du barrage hydroélétrique de Nam Theun 2 a été lancé en 2019. Ce projet s'inscrit dans la stratégie de diversification du mix énergétique du gouvernement du Laos.

Inde

Dans le domaine de l'énergie nucléaire, suite au protocole de coopération relatif au projet de construction de six réacteurs EPR à Jaitapur signé en janvier 2016, EDF et l'électricien national indien Nuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) ont poursuivi leurs discussions en 2017 pour définir plus précisément le cadre de leur coopération, qui a abouti le 10 mars 2018 à la signature d'un accord industriel aux termes duquel EDF intervient en tant que fournisseur de la technologie EPR et se charge notamment de la structuration de la filière industrielle autour du projet (voir aussi la section 1.4.1.2.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire »).

Par ailleurs, EDF a poursuivi son développement dans le domaine des compteurs et réseaux intelligents. Après un premier contrat remporté en 2016 pour 75 000 compteurs intelligents auprès du *New Delhi Municipality Council*, régie municipale de la capitale indienne, le Groupe a gagné à l'automne 2018 un nouvel appel d'offres lancé par EESL, société publique indienne de services et financement énergétiques (ESCO), portant sur la mise en œuvre de près de 5 millions de compteurs intelligents dans 5 états indiens, dans le cadre du plan de coopération entre la France et l'Inde. Le projet EESL3 a officiellement été lancé le 14 mars 2019 et la phase de test, avant un déploiement massif, est en cours de réalisation. La filiale EDF International Networks s'est implantée en Inde au cours de l'année 2019, et pilote la mise en œuvre du projet EESL3.

La filiale EDF Renouvelables, également présente en Inde dans le solaire photovoltaïque, et depuis 2016 dans l'éolien, a également poursuivi son développement (voir section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables »).

La filiale Citelum est également présente en Inde où elle gère 178 000 points lumineux dans la ville d'Ahmedabad et rénove 74 000 luminaires à Noida pour le compte de Tata Projects Ltd.

Birmanie

Le projet Shweli 3 de développement d'un barrage hydroélectrique sur la rivière Shweli, au Nord-Est de la Birmanie (état du Shan), a franchi en 2019 de nouvelles étapes. Le projet porte sur la construction et l'exploitation durant 20 ans d'un barrage hydroélectrique d'une puissance de 671 MW. Le groupe EDF a été désigné leader du consortium (32,5 %) en charge du développement du projet aux côtés de deux partenaires privés, un partenaire Birman Ayeyar Hinthar Holdings Co. Ltd (10 %) et un partenaire japonais Marubeni Corporation (32,5 %), ainsi que le MOEE (*Ministry of Electricity and Energy*, 25 %), une entité publique Birmane. L'objectif de la poursuite des négociations, qui seront menées en 2020, est d'aboutir à la signature d'un *Power Purchase Agreement* et d'un contrat de concession pour une mise en service attendue en 2025. Ce projet est soumis au même niveau d'exigence que tous les projets développés par le Groupe en matière de responsabilité sociale et environnementale. Il contribuera de manière responsable et bas carbone à l'électrification d'un pays qui en a fortement besoin pour son développement économique, près de 50 % de la population n'ayant aujourd'hui pas accès à l'électricité.

Par ailleurs, EDF entame son développement dans le domaine du micro-grid en Birmanie, à travers la signature d'un *Memorandum of Understanding* (juridiquement non contraignant) le 7 octobre 2019, avec les sociétés InfraCo Asia et Solarisesys, en présence du ministère de l'Agriculture du gouvernement de Birmanie, visant le développement de micro-grids hybrides (solaire et batterie) dans plusieurs villages situés dans la région du Magway (Birmanie).

Indonésie

Le groupe EDF poursuit sa stratégie de développement en Indonésie, en privilégiant les projets d'énergie renouvelable et l'accélération de l'accès à l'électricité dans les zones insulaires les plus reculées du pays, par le développement de micro-grids.

En parallèle, un *Memorandum of Understanding* (juridiquement non contraignant) a été signé avec ITB (Institut Teknologi Bandung) en novembre 2019 afin de renforcer la coopération sur les enjeux de mix énergétique et de mise en œuvre de solutions énergétiques intelligentes.

Recherche & Développement

Suite à l'accord signé avec le *Housing and Development Board* de Singapour en juin 2013, principal constructeur de bâtiments de la ville, en vue de développer un dispositif innovant de modélisation urbaine, le groupe EDF a ouvert en 2014 un centre d'excellence pour les villes durables en Asie : EDF Lab Singapore Pte. Ltd. Ce centre de R&D consacré à la planification urbaine a vocation à renforcer les collaborations existantes et à en initier de nouvelles avec Singapour et d'autres villes de la région.

Ainsi, en octobre 2018, l'université *Nanyang Technical University*, EDF et Enedis ont inauguré le démonstrateur micro-grid MASERA (*Microgrid for Affordable and Sustainable Electricity in Remote Areas*), dans le cadre de la *Singapore International Energy Week* (SIEW) et de l'Année de l'Innovation France-Singapour 2018. L'année 2019 a été marquée par la mise en opération du démonstrateur, avec le franchissement de plusieurs jalons importants. Ce démonstrateur permettra au groupe EDF de déployer une offre commerciale de micro-grids abordables et performants pour les territoires isolés d'Asie du Sud-Est.

Le Groupe est désormais bien implanté à Singapour pour couvrir son développement en Asie du Sud-Est, renforcer ses synergies avec le laboratoire de R&D et participer à l'écosystème de développement et d'innovation autour des thèmes de la ville intelligente, particulièrement actif à Singapour.

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe souhaite se développer sur le continent africain en accompagnant les pays en forte demande énergétique, de manière sélective et adaptée à chaque zone géographique, et en bâtissant des partenariats durables et multimétiers. EDF intensifie également son action dans la fourniture d'énergie compétitive hors réseaux.

Afrique du Sud

Le groupe EDF a implanté une filiale depuis 2007 à Johannesburg, initialement dans l'optique de préparer la relance du programme nucléaire sud-africain. Le Plan Directeur énergétique du pays, promulgué en mai 2011, prévoyait en effet la mise en service de 9,6 GW d'énergie électronucléaire d'ici 2030. Ce programme a été révisé en octobre 2019 et prévoit environ 20 GW de capacités renouvelables additionnelles d'ici 2030 ainsi que 3 GW de gaz. En ce qui concerne le nucléaire il est mentionné une réflexion à lancer sur la construction de centrales nucléaires modulaires. La filiale sud-africaine est également en charge du développement de l'activité d'EDF dans la zone d'Afrique australe, notamment dans le domaine des projets de production ainsi que dans la vente de services, en lien avec les ingénieries thermique, hydraulique, le transport et la distribution.

Le Groupe est aussi présent en Afrique du Sud à travers la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002 (voir section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux »).

Mozambique

Le Groupe est actif au Mozambique depuis la fin des années 1980 dans la prestation de services d'ingénierie, et a noué des partenariats privilégiés avec EDM (Electricidade de Moçambique).

Maroc

Le groupe EDF est actif au Maroc depuis les années 1970 et a noué des partenariats privilégiés avec l'ONEE (Office national marocain de l'électricité et de l'eau potable), les régies de distribution d'électricité et des industriels. Pour accompagner son développement, il a créé EDF Maroc en 1997, EDF EN Maroc en 2012 ainsi que EDF Fenice Maroc en octobre 2016.

Le Groupe et l'ONEE ont poursuivi leur coopération, conformément à l'accord général signé en janvier 2012, dans les domaines de la production hydraulique, thermique et renouvelable, ainsi que dans les réseaux et la formation.

Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres, le consortium mené par EDF Renouvelables en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. développe le parc éolien de Taza d'une puissance de 150 MW. Suite à l'acquisition en 2017 de Futuren, présent au Maroc, la capacité installée éolienne totale du Groupe dans ce pays atteint 50,4 MW bruts.

En mai 2019, l'Agence marocaine des énergies durable (MASEN) a choisi, au terme d'un appel d'offres international, le consortium réunissant EDF Renouvelables, l'Émirati Masdar et le Marocain Green of Africa, pour la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire de Noor Midelt. Ce projet, situé au Nord de Midelt, d'une capacité de 800 MW, est une centrale hybride innovante associant l'énergie solaire concentrée et le solaire photovoltaïque, une première mondiale.

Le Groupe est aussi présent au Maroc dans les activités d'efficacité énergétique avec la filiale de Fenice, EDF Fenice Maroc (voir aussi section 1.4.5.2.3.4 « Activités sur le marché des services énergétiques ») ainsi que sur le marché de l'éclairage public par le biais de sa filiale Citelum Maghreb.

Sénégal

Le Groupe est présent au Sénégal à travers la société ERA, opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou (voir aussi section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux »). En 2019, EDFI a acquis les 30 % d'actions détenues par Matforce dans ERA pour devenir actionnaire unique d'ERA.

EDF y est également présent au travers d'un contrat de prestation dans le domaine de la production auprès d'un producteur indépendant, et de plusieurs contrats de prestations de services par le biais de sa filiale EDF International Networks, en charge de l'exécution de contrats d'appui à la performance et à la fiabilisation du réseau de distribution de l'opérateur local Senelec.

Cameroun

La société de projet Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) détenue par EDF (40 %), IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %) a débuté le 1er février la construction du barrage hydroélectrique Nachtigal, d'une puissance de 420 MW, situé sur la Sanaga et proche de Yaoundé. En juillet 2016, la société Nachtigal Hydro Power Company a été créée pour accompagner le projet et a signé une Convention de Concession de Production d'Électricité en avril 2017. La clôture financière de Nachtigal a été réalisée le 24 décembre 2018. Le premier tirage sur les prêts a eu lieu en janvier 2019.

La centrale hydroélectrique Nachtigal est un projet dimensionnant pour le pays et sera, à sa mise en service, le plus important moyen de production du Cameroun. Son objectif est d'assurer environ un tiers des besoins en électricité et de générer de nombreuses retombées pour l'économie locale.

République du Congo

EDF International Networks, filiale à 100 % du groupe EDF, a créé en septembre 2017 une succursale afin de poursuivre ses activités de développement au sein du pays en appui de la SNE.

Égypte

Le groupe EDF a fait son entrée dans la production d'énergie renouvelable en Égypte. EDF Renouvelables, à parité avec l'Égyptien Elsewedy a financé, construit et mis en service en août 2019 deux centrales photovoltaïques de 65 MWc chacune à Benban, près d'Assouan. Ces projets bénéficieront d'un PPA de 25 ans (voir aussi section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables »).

En 2019, EDF Renouvelables a pris une participation stratégique dans Karm Solar, acteur majeur du marché émergent de la production privée d'électricité solaire en Égypte. Karm Solar détient un portefeuille de 170 MW de centrales solaires photovoltaïques opérationnelles, en construction ou en développement (voir aussi section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables »).

EDF conseille EETC sur l'extension du réseau de transport égyptien et poursuit l'exécution de deux appels d'offres de consultance remportés en 2017, l'un avec EETC pour l'ingénierie et le suivi de la construction du dispatching du Delta, l'autre avec EEHC pour le *management* du déploiement de 53 000 compteurs communicants que sa filiale EDF International Networks réalise au sein d'un consortium mené par l'industriel français Sagemcom et comprenant l'Égyptien Globaltronics. En juin 2019, EETC a attribué en gré à gré à EDF la supervision de l'ingénierie et de la construction du nouveau dispatching national qui sera localisé dans la nouvelle capitale administrative de l'Égypte.

Depuis le milieu des années 1990, le groupe EDF est présent en Égypte dans l'E&P d'hydrocarbures *via* sa filiale Edison. Un processus de cession d'Edison E&P est en cours (voir aussi section 1.4.5.2.3.2 « Italie – Activités dans le secteur du gaz »).

Côte-d'Ivoire

En partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest et le fonds Meridiam entré dans le projet en janvier 2018, le groupe EDF développe le projet « Biovéa » de centrale biomasse de deux tranches de 23 MW. Ce projet est déjà inscrit au schéma Directeur de Développement de l'État ivoirien. Un accord sur le prix de cession de l'électricité a été signé avec l'État ivoirien le 30 novembre 2017 et la convention de concession a été signée avec l'État le 9 décembre 2019. La décision finale d'investissement est visée pour mars 2020.

En août 2016, le Groupe a créé une filiale locale pour soutenir sa stratégie de développement en Côte d'Ivoire.

En octobre 2016, il a également créé la société ZECI, joint-venture avec la société américaine Off Grid Electric (OGE) désormais « Zola Electric », pour le déploiement d'un projet *off grid* d'énergie hors réseaux pour les populations rurales et périurbaines (voir aussi section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux »).

Ghana

En octobre 2017, le groupe EDF a créé une succursale locale pour soutenir sa stratégie de développement dans ce pays. Il est également présent au Ghana à travers la société ZEGHA (voir aussi section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux »).

1.4.5.3.8 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent au Moyen-Orient dans les activités de développement et de suivi de projets, avec un bureau régional basé aux Émirats Arabes Unis et couvrant les activités de la zone.

En outre, le Groupe a des bureaux à Doha au Qatar, à Riyadh en Arabie saoudite, à Beyrouth au Liban, au Bahreïn et aux Émirats Arabes Unis à Abu Dhabi et Dubaï.

Ces bureaux gèrent des activités commerciales et des projets dans ces différents pays.

Les projets majeurs de la zone sont notamment aux Émirats Arabes Unis avec le client DEWA (en charge de l'eau et de l'électricité dans la ville de Dubaï) :

- un projet de développement de centrale solaire de 800 MW, en technologie de panneaux solaires photovoltaïques. EDF, *via* sa filiale EDF Renouvelables, développe ce projet aux côtés de Masdar, société d'Abu Dhabi appartenant au groupe Mubadala, et du client DEWA. Cette centrale, dont les 2 premières phases de 200 + 300 MW ont été mises en service et la troisième phase de 300 MW est en construction, sera l'une des plus grosses centrales solaires au monde (voir section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables ») ;
- un projet d'assistance à la maîtrise d'ouvrage pour un barrage de type station de pompage de 250 MW, prévu dans les montagnes d'Hatta dans l'Émirat de Dubaï, pour le client DEWA.

Également aux Émirats Arabes Unis, le groupe EDF a eu pour ambition d'établir une relation à long terme avec NAWAH, l'exploitant de la centrale nucléaire de Barakah aux Émirats Arabes Unis. Le 21 novembre 2018, EDF et NAWAH ont signé un accord-cadre de longue durée, aux termes duquel EDF accompagnera NAWAH, filiale d'Émirates Nuclear Energy Corporation (ENEC), dans l'exploitation et la maintenance de la centrale de Barakah, *via* une large gamme de prestations de services dans plusieurs domaines (dont la sûreté, la radioprotection, la gestion du cycle combustible et le suivi environnemental).

Un autre projet majeur d'ingénierie conseil pour le client Kahramaa (eau et électricité du Qatar) est en cours de réalisation à Doha dans le cadre de la réalisation de postes électriques et de réseaux de câbles haute tension (projet faisant partie de la « phase 13 »).

En Arabie saoudite, le groupe EDF a signé en 2014 un accord de partenariat avec la Saudi Electricity Company (SEC), opérateur électrique de référence du pays, permettant une coopération très large entre les deux groupes et incluant notamment des activités de formation. Dans le prolongement de cet accord, les 2 contrats GOC « *Generation, Optimization Center* » signés en 2016 et 2019 prévoient l'appui d'EDF à la mise en place et à l'exploitation de centres régionaux d'optimisation de la production.

Par ailleurs, EDF *via* sa filiale EDF Renouvelables, en partenariat avec Masdar, a gagné en 2019 un appel d'offres pour le financement, la construction et l'exploitation du premier projet éolien d'Arabie Saoudite pour une puissance installée de 400 MW, à Dumat Al Jandal (voir la section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables ») .

Israël

Le groupe EDF est présent en Israël depuis 2010 à travers sa filiale EDF Renouvelables, qui exploite 295 MW bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau, et a lancé en 2018 la construction de 87 MW supplémentaires. EDF Renewables Israël a remporté 4 appels d'offres de l'État en 2019 représentant plus de 170 MWc à construire d'ici 2021 (voir la section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables »).

Par ailleurs, le Centre d'ingénierie hydraulique d'EDF Hydro fournit des services au premier projet israélien de stockage de l'électricité par pompage, sur le mont Gilboa.

1.4.5.3.9 *Off Grid* – Énergie hors réseaux

Le groupe EDF a quinze ans d'expérience dans le domaine « *Off Grid* » (énergie décentralisée) en Afrique au travers de sociétés créées à cet effet sur un modèle de concessions géographiques. Depuis 2017, le groupe EDF a décidé de s'associer avec des *start-ups* innovantes pour fournir de l'énergie et des services à une clientèle rurale et périurbaine en fonction de ses revenus et de ses besoins. Ces solutions vont de l'alimentation réseau au kit solaire individuel, en passant par le mini grid.

Grâce à ces solutions, plusieurs milliers de personnes en Afrique du Sud, Côte d'Ivoire, Ghana, Sénégal et Togo peuvent aujourd'hui s'éclairer et alimenter un ensemble d'appareils domestiques basse consommation, tels qu'une télévision ou une radio, ou recharger leur téléphone portable. Au Kenya, les clients ont la possibilité d'acheter des pompes solaires agricoles pour améliorer significativement le rendement des cultures.

Le groupe EDF a par ailleurs créé la société NEoT Offgrid Africa (participation d'EDF Pulse Croissance Holding à hauteur de 17 % aux côtés de fonds d'investissement de la société de gestion Meridiam) qui a vocation à contribuer au financement de nos solutions de fourniture d'énergie et de services.

Togo – BBOXX

EDF a racheté 50 % des parts de BBOXX Togo à BBOXX UK en novembre 2018 pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Togo.

Afrique du Sud – KES

En Afrique du Sud, la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002, est détenue à hauteur de 50 % par EDF, 15 % par l'opérateur local Calulo, et 35 % par Total. Elle a initialement développé ses activités dans les kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Natal, puis a étendu ses activités dans la région d'Eastern Cape (voir aussi section 1.4.5.3.7 « Afrique »).

Sénégal – ERA

Au Sénégal, au 31 décembre 2019, le groupe EDF détient 100 % des actions de la société ERA. ERA est opérateur depuis 2014 de la concession d'électrification rurale de la zone Kaffrine-Tambacounda-Kédougou (25 % du territoire sénégalais). Assisté financièrement par l'Agence Française de Développement qui devrait débloquer prochainement la dernière tranche de subvention, ERA développe le réseau électrique, installe des panneaux photovoltaïques en zone rurale et alimente à ce jour un portefeuille de 6 000 clients environ (voir aussi section 1.4.5.3.7 « Afrique »).

Kenya – SunCulture

Le 18 juillet 2018, le groupe EDF a rejoint les actionnaires de la société kenyane SunCulture pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination de foyers ruraux au Kenya et se développer dans d'autres pays africains.

Côté d'ivoire – ZECI

Le groupe EDF et Off Grid Electric (OGE), désormais « Zola Electric » – entreprise américaine dans la distribution d'énergie solaire en Afrique dans laquelle le fonds d'investissement capital-risque *cleantech* d'EDF, Electranova Capital, est actionnaire – ont créé en octobre 2016 une société commune en Côte d'Ivoire, ZECI, pour la fourniture d'énergie solaire compétitive hors réseaux en Afrique.

Dans le cadre de cette co-entreprise, le Groupe et Zola Electric prennent en charge l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains (voir aussi section 1.4.5.3.7 « Afrique »).

Ghana – ZEGHA

Off Grid Electric (désormais « Zola Electric »), la société ghanéenne CH Group et EDF ont décidé de créer ZEGHA et ont démarré la phase pilote en décembre 2017 sur le modèle ivoirien (voir aussi section 1.4.5.3.7 « Afrique »).

1.4.6 Services énergétiques et autres activités

1.4.6.1 Services énergétiques

Grâce à un contexte législatif, technologique et sociétal qui met au cœur de son évolution la lutte contre le réchauffement climatique et la recherche de performance, le groupe EDF a l'ambition de se développer de manière significative dans les services énergétiques afin d'apporter des réponses efficaces et innovantes à ses clients.

Ces solutions reposent sur l'expertise présente au sein du Groupe, dont la R&D, et sont portées par plusieurs filiales. En juin 2017 celles-ci ont été placées sous la bannière unique de la marque EDF Solutions énergétiques qui a la capacité d'accompagner ses clients dans les défis que sont la transition énergétique et l'efficience économique. De plus, le groupe EDF a créé en 2017 « EDF Pulse Croissance » une nouvelle structure conçue comme la pépinière de start-ups d'EDF qui a pour mission d'explorer la transition écologique et numérique en proposant pour ses clients des offres et services innovants et compétitifs.

Les services énergétiques développés par le Groupe répondent aux enjeux exprimés par les collectivités locales, les entreprises et les particuliers dans des domaines très variés : production d'énergie décentralisée, réseaux de chaleur bas carbone, éclairage intelligent, valorisation des déchets, mobilité électrique, hydrogène, stockage par batterie, services à l'habitant, gestion intelligente des bâtiments et des moyens de production. La palette des solutions proposées est complémentaire, innovante et répond aux nouveaux enjeux des clients : diminution des émissions carbone et gain en performance énergétique.

En 2018, EDF a mis un accent particulier sur la mobilité électrique pour contribuer à décarboner le secteur des transports, émetteur de 20 % des émissions de gaz à effet de serre en Europe. À cet effet, le Plan Mobilité Électrique annoncé par EDF le 10 octobre 2018 exprime l'ambition du Groupe d'être le leader énergétique de la mobilité électrique en Europe dès 2022. Cette démarche a été renforcée en 2019 avec notamment la création de Dreev et le lancement du projet EV100.

En 2019, EDF s'est engagé dans les services de proximité avec l'acquisition d'Hello Casa qui devient Izi Solutions. Cette nouvelle activité s'inscrit dans l'amélioration du confort et la performance énergétique de l'habitat.

EDF renforce également sa présence dans le génie électrique avec l'acquisition en 2019 de 3 sociétés dans le domaine du génie électrique regroupés sous la marque EDF ELECTROTECHNICS couvrant l'ensemble des besoins et de la maîtrise de tous les composants des offres de conception, installation, maintenance et dépannage en basse, moyenne et haute tension pour les clients entreprises sur l'ensemble du territoire.

Enfin, EDF a créé en avril 2019 Hynamics, une filiale dédiée à la production et à la commercialisation d'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie et de la mobilité lourde.

1.4.6.1.1 Dalkia

Filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis juillet 2014, Dalkia est un acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, disposant d'une gamme complète de services et d'un excellent maillage commercial en France, pour développer les énergies renouvelables et de récupération, réduire les consommations d'énergie et améliorer la performance des installations.

Activité de Dalkia

Dans un contexte de changement climatique, de volatilité des prix des énergies et de rareté des ressources, Dalkia met son expertise au service de ses clients pour développer, réaliser et gérer des systèmes d'énergies plus écologiques et plus économiques.

Son métier : accélérer la transition énergétique de ses clients

De la production décentralisée à la maîtrise de la demande en passant par l'optimisation de la distribution, Dalkia est présente à chaque étape de la chaîne énergétique pour accélérer la transition énergétique de ses clients.

Ses engagements

Grâce à son expérience acquise depuis près de 80 ans en matière de gestion des réseaux de chauffage et de froid, d'optimisation des utilités industrielles, d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments ou de valorisation des énergies alternatives et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour réduire leurs consommations d'énergie et améliorer la performance environnementale et économique de leurs installations.

Dalkia (y compris ses filiales) gère plus de 80 000 installations énergétiques en France et à l'international et a réalisé, en 2019, 6,7 TWh d'économies d'énergie et permis à ses clients d'éviter l'émission de 4,3 millions de tonnes de CO_2.

Dalkia et le développement des énergies renouvelables

Le premier métier de Dalkia est la valorisation des énergies locales. Autrement dit, Dalkia utilise les sources d'énergie qui existent sur le territoire pour proposer des solutions énergétiques durables à ses clients, entreprises et collectivités :

- Dalkia met le développement des énergies renouvelables au cœur de ses priorités à travers notamment le recours aux énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) : biomasse, biogaz, géothermie et énergies de récupération notamment ;
- précurseur en matière de transition énergétique, Dalkia favorise la production d'énergie issue de la valorisation des déchets lorsqu'ils ne sont pas recyclables. La valorisation énergétique participe également à la réduction des gaz à effet de serre et limite le recours aux énergies fossiles. Elle contribue ainsi aux objectifs de décarbonation de Dalkia.

Dalkia et les économies d'énergie

Le deuxième métier de Dalkia, ce sont les économies d'énergie : la meilleure énergie est celle qu'on ne consomme pas :

- Dalkia innove chaque jour pour faire des économies d'énergie : avec des bâtiments connectés qui consomment de moins en moins, et en réalisant des travaux de rénovation énergétique pour qu'ils soient plus performants ;
- Dalkia optimise aussi les consommations de ses clients grâce au traitement de toutes leurs données par les « Desc », les centres de pilotage de la performance énergétique qui allient intelligence numérique et humaine.

Principales filiales de Dalkia en France

Dalkia Smart Building

Dalkia Smart Building, filiale à 100 % du groupe Dalkia, se positionne comme un spécialiste de la conception et réalisation de solutions pour accompagner ses clients dans la transition énergétique et la transition numérique en France. En complémentarité forte avec les régions de Dalkia, Dalkia Smart Building conçoit et réalise des solutions pour la rénovation des bâtiments (enseignement, ministères, piscines, bureaux) et pour la construction de nouveaux bâtiments et quartiers (*smart building*, *smart grid* thermique et électrique, *green data center*, *smart* piscines).

Dalkia Wastenergy

Dalkia Wastenergy, filiale à 100 % du groupe Dalkia depuis le 29 mars 2018, est spécialisée dans la valorisation des déchets au service des collectivités et des industriels :

- la valorisation énergétique à travers l'incinération, la méthanisation et les chaufferies de combustibles solides de récupération (CSR) permettant la production de vapeur, d'électricité, ou de biogaz ;
- la valorisation de la matière à travers le compost, le tri, le conditionnement des matières recyclables et la production de CSR.

Dalkia Wastenergy conçoit, construit et exploite actuellement des installations localisées en France, en Grande-Bretagne et au Canada.

Dalkia Froid Solutions

Dalkia Froid Solutions, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est un spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Sa vocation est de fournir à tous ses clients, en tous lieux, les bonnes températures en optimisant la consommation d'énergie et en préservant l'environnement grâce à la maîtrise innovante du processus complet : conseil, conception, installation et maintenance. Parce que la maîtrise des températures concerne de très nombreuses applications, Dalkia Froid Solutions a acquis, au fil du temps, une expérience au sein de nombreux secteurs.

Dalkia Biogaz

Dalkia Biogaz, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est une société spécialisée dans les activités de production, traitement et valorisation du biogaz. Elle s'est engagée depuis plusieurs années dans le développement de la méthanisation pour valoriser le biogaz produit tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Dalkia Air Solutions

Dalkia Air Solutions, filiale à 100 % du groupe Dalkia, propose une offre complète d'audit, de conception, d'installation et de maintenance de centrales d'air comprimé, d'azote et d'air respirable à destination de tous les secteurs industriels. L'air comprimé est un fluide énergétique à fort contenu électrique et avec un potentiel d'économies d'énergie.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Matex Controls, renommé Dalkia Polska Solutions

Dalkia Polska Solutions, basée en Pologne, conçoit, réalise et maintient des installations techniques (ventilation, chauffage, climatisation, protection incendie, etc.) pour les bâtiments commerciaux et les industries. Elle propose également des solutions innovantes pour le pilotage de la performance énergétique des bâtiments, dont le système VEMS© (*Virtuel Energy Management System*).

ZEC, renommé Dalkia Polska Energia

Dalkia Poslka Energia est une société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice en Pologne (Haute-Silésie). Elle a une expertise reconnue dans la valorisation énergétique du gaz de mine en substitution au charbon pour alimenter les réseaux de chaleur et les installations de distribution électrique.

Fenice Rus, renommé Dalkia Rus

Spécialiste de l'efficacité énergétique pour les industries, Dalkia Rus est l'un des pionniers du secteur des services énergétiques en Russie.

Imtech

Imtech, société co-détenue par Dalkia et EDF Energy, est spécialisée dans les grands travaux de génie climatique et électrique, de la maintenance technique d'installations, d'intégration de systèmes d'acquisition et de contrôle de données et ce, au Royaume Uni et en Irlande. Imtech fournit ses services dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des clients publics.

Fin 2019, EDF Energy et Dalkia *via* Imtech ont acquis la société Breathe, spécialiste de la performance énergétique au Royaume Uni. Breathe développe des solutions sur mesure pour réduire les consommations d'énergie et l'empreinte carbone, moderniser les installations de production et de distribution de chaleur et de froid et enfin rendre les bâtiments plus performants.

Groom Energy Solutions, renommé Dalkia Energy Solutions

Dalkia Energy Solutions, basée dans le Massachusetts, offre aux entreprises et aux industriels une approche globale de conseil, d'assistance à la maîtrise d'ouvrage et de réalisation de travaux d'efficacité énergétique, avec une couverture nationale aux États-Unis.

Aegis Energy Services

Aegis Energy Services LLC, société acquise en août 2018 et basée à Holyoke dans le Massachusetts, est spécialiste des petites centrales de cogénération au gaz, des équipements qu'elle conçoit, réalise et met en service et dont elle opère la maintenance. Aegis Energy Services en a installé un peu moins d'un millier depuis sa création en 1985.

1.4.6.1.2 Citelum

Citelum est la filiale dédiée à l'éclairage intelligent et aux services connectés du groupe EDF, et représente l'un des principaux acteurs du domaine en France et dans le monde.

Avec 500 salariés en France, Citelum emploie au total 2 500 personnes principalement en Europe (France, Italie, Espagne, Danemark) et en Amérique (Mexique, Brésil, Chili), ce qui lui permet de gérer les services de villes de référence dans le monde telles que Mexico, Copenhague, Barcelone, Rome, etc. À fin 2019, Citelum gère plus de 3 millions de points lumineux dans le monde et éclaire 30 millions d'habitants.

L'évolution technologique des équipements d'éclairage permet aujourd'hui de disposer d'une infrastructure existante connectée, facilitant ainsi la réalisation d'économies d'énergie, le pilotage à distance des installations, l'amélioration de la sécurité ainsi que la mise en valeur du patrimoine. De plus, ces équipements d'éclairage, connectés à d'autres dispositifs (capteurs, caméras, etc.), offrent de nouveaux services à valeur ajoutée dans les domaines de la lutte contre la pollution, la vidéosurveillance du territoire, l'information des usagers ou encore la gestion des mobilités urbaines et du stationnement.

Citelum intervient sur les trois chaînes de valeur suivantes :

- l'augmentation de l'attractivité des clients par l'optimisation de l'éclairage en limitant les dépenses énergétiques ;
- l'amélioration de la sécurité perçue en optimisant l'utilisation des ressources affectées ;
- la fluidification de la mobilité et un stationnement favorisant l'amélioration des recettes des clients.

Citelum marque sa différence par sa capacité à accompagner toutes les phases d'un projet, de la conception et la réalisation des travaux jusqu'à l'exploitation et la maintenance, en intégrant à son offre de services des solutions de financement, l'innovation avec la plateforme numérique de gestion de l'espace urbain MUSE® de sa filiale Citégestion et des compétences fortes en ingénierie contractuelle.

Le développement durable est au cœur des projets de Citelum. Les solutions proposées par Citelum, notamment l'éclairage intelligent, sont développées pour économiser l'énergie des villes, limiter la pollution lumineuse et préserver la biodiversité. Dans le cadre du Plan Lumières 4.0 du consortium LuWa (composé de Citelum, Luminus, CFE et DIF), le nouvel éclairage des autoroutes wallonnes s'adaptera aux cycles nocturnes de la faune et de la flore environnantes.

En 2019, Dijon Métropole a inauguré et mis en service son poste de pilotage connecté (PPC) conçu dans le cadre du marché remporté par Bouygues Énergies et Services et Citelum avec Suez. Le PCC, basé sur la plateforme MUSE® de Citégestion, filiale de Citelum, connecte les équipements urbains des 23 communes de la métropole. Dijon Métropole gérera ainsi depuis un seul poste les incidents et événements du quotidien et exceptionnels pour assurer aux citoyens un service public de qualité, une sécurité renforcée et un meilleur cadre de vie.

En Belgique, dans la région Wallonne, le consortium LuWa composé de Citelum (mandataire), Luminus, CFE et DIF a démarré la maintenance et les travaux de rénovation du réseau d'éclairage des routes et autoroutes. Le Plan Lumières 4.0 de la SOFICO, d'une durée de 20 ans, prévoit le remplacement LED de 100 000 points lumineux et des économies d'énergie de 76 %, soit 166 000 tonnes d'émissions de CO_2 évitées dans l'atmosphère.

Au Brésil, Citelum a gagné un nouveau contrat à Imperatriz dans l'État du Maranhão pour gérer 24 375 points lumineux durant 5 ans.

Au Chili, Citelum a démarré le remplacement en LED de 8 238 points lumineux à Los Andes avec un objectif de 40 % d'économies d'énergie. La maintenance du parc d'éclairage sera assurée pendant 10 ans et facilitée grâce à MUSE® GMAO.

Au Danemark, Citelum gère désormais l'éclairage de 7 municipalités du pays et diversifie ses activités à Copenhague en mettant en lumière les places et bâtiments les plus visités et en installant l'éclairage extérieur de la nouvelle ligne de métro Cityringen.

En Espagne, Palma de Majorque a prolongé son contrat avec le groupement Citelum et Comsa Service pour bénéficier de nouveaux services connectés dont des capteurs de bruit dans les luminaires qui clignotent lorsque le seuil limite est dépassé et des prises de recharge de véhicules électriques directement raccordées à l'éclairage public.

En Inde, Citelum gère 180 000 points lumineux à Ahmedabad donc 6 000 éclairages intelligents sur un couloir du réseau de « bus à haut niveau de service ». Citelum rénove également 74 000 luminaires dans la ville de Noida pour Tata Projects Ldt.

En Italie, Citelum gère plus de 200 villes et a doté la ville de L'Aquila du premier système européen qui adapte l'éclairage en fonction du rythme circadien. Cette solution contribuera à faire baisser la consommation d'énergie de la ville, à diminuer ses émissions de CO_2 et à améliorer la qualité de vie de ses habitants.

Citelum continue également de développer son portefeuille de clients industriels et a démarré les travaux d'optimisation de l'éclairage d'un site industriel de Renault à Novo Mesto en Slovénie.

1.4.6.1.3 EDF Pulse Croissance

L'innovation est depuis toujours au cœur de la stratégie d'EDF. Pour donner plus d'ampleur à ses actions, le groupe EDF a créé en juin 2017 une nouvelle structure dénommée « EDF Nouveaux Business », conçue comme la pépinière de *start-ups* d'EDF.

En octobre 2018, « EDF Nouveaux Business » a changé de nom pour devenir « EDF Pulse Croissance » et ainsi bénéficier de l'adossement à la marque innovation du Groupe (EDF Pulse) et accroître sa notoriété.

EDF Pulse Croissance a pour missions d'explorer la transition énergétique et numérique et de créer de nouveaux leviers de croissance pour le Groupe en proposant à ses clients – particuliers, entreprises, collectivités – des offres et services innovants et compétitifs.

À la fois société de *corporate venture* et incubateur de projets intrapreneuriaux, EDF Pulse Croissance avait une capacité de financement de l'ordre de 60 millions d'euros (hors opération exceptionnelle) sur l'année 2019.

Quatre domaines sont privilégiés :

- la performance industrielle pour les clients entreprises ;
- les services à l'habitant ;
- la gestion durable des territoires ;
- les systèmes énergétiques décentralisés.

EDF Pulse Croissance est constituée d'une équipe resserrée travaillant en lien étroit avec les équipes de la R&D et les métiers d'EDF ainsi qu'avec l'ensemble des dispositifs du Groupe engagés dans l'innovation ouverte et les partenariats avec le monde des *start-ups*.

Incubateur

Pour le volet incubateur intrapreneurial, EDF Pulse Croissance s'appuie sur les idées et le savoir-faire des salariés du Groupe, et peut proposer aux salariés un accompagnement sur mesure afin de les aider à développer leur projet dans une logique entrepreneuriale qui bénéficie au Groupe et aux salariés entrepreneurs.

Investisseur et partenaire

Pour parvenir à développer de nouvelles activités et des solutions innovantes dans les nouvelles technologies, La holding EDF Pulse Croissance a la capacité d'investir directement dans de jeunes « pousses », ou de les mettre en relation avec l'écosystème du Groupe, notamment avec les fonds dédiés tel qu'Electranova Capital dans lequel EDF Pulse Croissance est investisseur.

L'objectif d'investissement dans les fonds de capital-risque est de renforcer notre position dans l'écosystème de l'innovation, réduire l'exposition financière d'EDF, développer les compétences et les synergies au sein du Groupe. Cette stratégie d'investissement s'adapte aux enjeux du Groupe et se focalise dans des fonds généralistes ou multisectoriels, par exemple smart city ou clean tech, choisis pour leur renommée dans une zone géographique active et pertinente pour EDF, et dans des fonds spécialistes ou d'amorçage dans de nouvelles technologies pour mieux intégrer des briques technologiques complémentaires (notamment en matière de cybersécurité) à celles notamment portées par la R&D. Cette stratégie a conduit le Groupe à investir dans 14 fonds thématiques, principalement en France mais aussi en Europe, en Amérique du Nord et en Chine. Les investissements et collaborations vont générer des revenus financiers, des *deals flows* et opportunités de collaboration avec les *start-ups*, des opportunités d'investissement dans de nouveaux business.

L'entité peut également créer des coentreprises avec des *start-ups* capables d'explorer de nouveaux modèles d'activités et d'aller à la conquête de nouveaux marchés en France et à l'international. Pour l'essentiel, l'investissement est conçu comme le volet d'un partenariat industriel et commercial global.

Les *start-ups* soutenues par EDF Pulse Croissance opèrent dans divers secteurs liés à la transformation énergétique et numérique. À titre d'exemple, on peut citer la solution d'intelligence artificielle de Metroscope pour améliorer la performance des installations industrielles ; le financement de projets innovants d'efficacité énergétique avec Perfesco ; la vente de solutions de cybersécurité industrielle avec Seclab ; les systèmes de pilotage énergétique des systèmes électriques locaux par le stockage d'énergie et la prévision avec EDF Store & Forecast ; l'agrégateur de production d'énergie renouvelable et de flexibilité de consommation avec Agregio, et enfin les systèmes de stockage stationnaire d'électricité à partir de batteries issues de la technologie zinc-air de Zinium. Depuis sa création, EDF Pulse Croissance a investi dans 19 *start-ups* et détient une participation dans 14 fonds d'investissement.

En 2019, EDF Pulse Croissance a notamment investi dans 2 *start-ups* et contribué à la création de 3 filiales issues de projets intrapreneuriaux :

Hynamics

Créée en avril 2019, Hynamics [1] est une filiale détenue à 100 %, dédiée à la production et à la commercialisation d'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau. Elle s'adresse aux marchés de l'industrie d'une part et de la mobilité lourde d'autre part. Hynamics installe, exploite et assure la maintenance de centrales de production d'hydrogène, en investissant dans les infrastructures nécessaires pour des clients industriels utilisant l'hydrogène comme matière première (raffinerie, verrerie, agro-alimentaire, chimie…). Pour les acteurs de la mobilité publique et professionnelle, Hynamics contribue à mailler les territoires de stations-service pour recharger en hydrogène les flottes de véhicules électriques lourds tels que les trains, bus, bennes à ordures ménagères, les véhicules utilitaires ou encore les moyens de transport fluviaux.

DREEV

Lancée en février 2019, DREEV [2] est une co-entreprise créée entre EDF Pulse Croissance et la start-up californienne NUVVE. Elle développe des solutions de pilotage de la charge intelligent et économe pour le client (V1G) et de « Vehicle-to-Grid » (V2G). Ce dernier est le volet à la fois le plus innovant et le plus prometteur du « *smart charging* » qui consiste à optimiser la charge voire la décharge d'un véhicule électrique, en gérant la puissance de recharge d'un véhicule électrique de manière efficace, flexible *et* économique. DREEV propose aux entreprises et aux collectivités des solutions clés en main intégrant conseil, installation et exploitation des bornes et services digitaux pour leurs flottes de véhicules.

Energy2Market [3]

En juin 2019, EDF Pulse Croissance a fait l'acquisition de la société allemande Energy2market (e2m), un agrégateur expérimenté de production renouvelable et de flexibilités locales, parmi les premiers acteurs du marché en Allemagne. La société e2m propose des produits et services dans la gestion des flexibilités court terme, la commercialisation de la production d'énergie renouvelable et *la* commercialisation de sa plateforme VPP (Virtual Power Plant) sur un modèle SaaS (Software as a Service). E2m compte 2 000 clients, principalement en Allemagne, gère *et* exploite 4 500 sites connectés et décentralisés de production d'énergie et de flexibilités (parcs éoliens, fermes solaires, biomasse…), représentant une puissance installée de 3 GW.

MyBus

La start-up propose une application mobile pour dématérialiser les titres de transports en commun des voyageurs sur des réseaux urbains et périurbains. Les voyageurs

(1) Voir le communiqué de presse EDF du 2 avril 2019 « EDF lance Hynamics, une filiale pour produire et commercialiser de l'hydrogène bas carbone ».
(2) Voir le communiqué de presse EDF du 20 mai 2019 « EDF lance DREEV, sa nouvelle filiale pour concrétiser les ambitions du Groupe dans le smart charging ».
(3) Voir le communiqué de presse EDF du 13 juin 2019 « EDF a fait l'acquisition d'energy2market (e2m) et se renforce dans la gestion des énergies décentralisées en Europe ».

peuvent en temps réel obtenir des informations sur les horaires de bus et calculer leurs itinéraires. En juillet 2019, EDF Pulse Croissance s'est associé à la Banque des Territoires pour réaliser une levée de fonds dans MyBus [1]. Faciliter les déplacements multimodaux est un levier de développement des villes durables et de la transition énergétique.

Exaion

Lancée fin 2019, Exaion est issu d'un projet intrapreneurial co-incubé par EDF Pulse Croissance et la Direction Transformation et Efficacité Opérationnelle d'EDF. Exaion fournit une infrastructure *blockchain* 100 % française, bas carbone et qui préserve la souveraineté des données partagées. Exaion propose trois services à ses clients, du cloud computing de calcul distribué qui s'adosse aux supercalculateurs du groupe EDF, un service de *Blockchain* As a Service et enfin de l'hébergement de data centers de tiers en conteneurs sécurisés.

Soutien aux *start-ups*

EDF Pulse Croissance organise des appels à projets destinés à promouvoir des start-ups, TPE ou PME qui disposent de technologies, produits, outils ou combinaisons de solutions innovantes déjà implantés ou en voie de maturité pouvant contribuer au développement d'un nouveau métier ou d'une nouvelle offre clients. Sélectionnés en lien avec les métiers du Groupe et des experts externes, les lauréats bénéficient d'un accompagnement du Groupe et de ses partenaires pour développer la solution innovante.

Depuis la création d'EDF Pulse Croissance, quatre appels à projets ont été lancés. En 2017, un appel à projets sur le démantèlement nucléaire à l'international avec la Direction des Projets Déconstruction et Déchets (DP2D) a permis d'identifier des solutions prometteuses comme Cyclife Digital Solutions, devenue filiale du groupe EDF. En 2018, deux appels à projets ont été organisés avec la Direction Marketing des Clients Particuliers d'EDF sur l'accompagnement des personnes âgées à domicile (silver economy) et les services à la personne dans l'habitat. Lauréate de cet appel à projets, la start-up Zenpark a bénéficié d'un investissement d'EDF Pulse Croissance fin 2018. En 2019, EDF Pulse Croissance a lancé un nouvel appel à projets dans le domaine de la e-santé en partenariat avec AG2R LA MONDIALE afin de détecter des solutions innovantes pour accompagner la prévention, le dépistage et l'accompagnement des maladies chroniques dans les différents lieux de vie de la personne. En décembre 2019, ExactCure et Pheal, deux *start-ups* innovantes dans le domaine de la e-santé appliqué aux maladies chroniques, ont été récompensées.

1.4.6.1.4 Les autres activités de services du groupe EDF

D'autres filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques, sur des domaines spécifiques, auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales) et couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Management de l'énergie

Afin d'accompagner les clients dans la maîtrise de leurs consommations d'énergies et de fluides, le groupe EDF propose des solutions de monitoring et de pilotage des installations. Les filiales Netseenergy et Edelia s'inscrivent autour de cet axe stratégique.

Netseenergy

Filiale à 100 % du groupe EDF, spécialisée dans l'intelligence énergétique du bâtiment et des process industriels, Netseenergy accompagne les entreprises et les collectivités dans la transition énergétique avec des solutions technologiques et humaines présentes sur toute la chaîne de valeur du *management* énergétique à travers des offres telles que :

- la récupération des données de consommations multi-fluides (électricité, gaz, eau…) : instrumentation, comptage, télérelève, flux de factures… ;
- la mise en forme des données récupérées dans l'iBoard, la plateforme en ligne de suivi, d'analyse et de pilotage de l'efficacité énergétique B2B : *Data analytics* (Indicateurs, Graphiques, Agrégation), *Reportings*, Algorithmes ;
- l'accompagnement vers l'efficacité énergétique avec l'appui humain d'un *energy manager* dédié : ISO 50001, audit réglementaire (NF EN 16247), décret tertiaire.

À travers ses solutions sur-mesure adaptées aux besoins de ses clients (pilotage de la performance énergétique, audits énergétiques innovants…) Netseenergy traite près de 9 millions de data quotidiennement, sur un périmètre de 20 000 sites. Spécialiste de l'IoT avec 60 000 objets connectés télérelevés chaque jour, Netseenergy assure le *management* énergétique de plus de 120 millions de mètres carrés.

Edelia (EDEV Téléservices)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers et les professionnels. Edelia opère ainsi une plate-forme numérique qui permet à 12 millions de clients du groupe EDF de bénéficier d'une gamme de solutions digitales innovantes. Edelia développe aussi des outils modulaires basés sur l'IoT (*Internet of Things*), adaptables aux écosystèmes des différents utilisateurs, qui permettent de tirer profit du déploiement des objets connectés dans la « *smart home* » pour enrichir les outils digitaux pour les clients.

Maison connectée

Filiale à 100 % d'EDF, créée en 2016, Sowee est le seul acteur des marchés de l'énergie à associer la vente d'énergie à une Station Connectée, permettant d'élargir la gamme d'offres du Groupe pour les clients résidentiels. La Station Connectée permet d'allier confort et économies d'énergie en pilotant les chauffages individuels gaz et électriques à distance, et en simulant son budget d'énergie en fonction de ses températures et suivant ses consommations au jour le jour. Elle facilite le quotidien grâce à l'intégration d'Amazon Alexa dans le socle enceinte de la Station Connectée et en affichant des infos pratiques telles que la qualité de l'air intérieur, la météo, le temps de trajet…

Pour les clients, entreprises et collectivités, le groupe EDF poursuit l'élargissement de sa gamme d'offres de télé-suivi et de télé-analyse des consommations, jusqu'au pilotage des usages énergétiques.

Mobilité électrique

Le groupe EDF a lancé le Plan Mobilité Électrique en octobre 2018 avec comme ambition d'être l'énergéticien leader dans la mobilité électrique dès 2022 sur ses quatre plus grands marchés européens : France, Royaume-Uni, Italie et Belgique. Ce plan pour la transition énergétique confirme son ambition dans la production d'électricité sans CO_2 et le développement des nouveaux usages électriques.

Avec le Plan Mobilité Électrique, le groupe EDF accélère avec des objectifs concrets sur ses quatre grands marchés européens :

- être le 1er fournisseur en électricité pour véhicules électriques en 2022 ;
- être le 1er exploitant de réseau de bornes électriques : le groupe EDF ambitionne de devenir le premier opérateur d'infrastructure de charge publique et privée sur ses quatre pays cœur en Europe. Au travers de sa filiale Izivia, le Groupe vise d'ici 2022 à déployer 75 000 bornes et à donner accès à 250 000 bornes en interopérabilité à ses clients en Europe ;
- être le leader européen du *smart charging* : la mobilité électrique entraînera une transformation des systèmes électriques car le véhicule électrique est aussi une batterie qui pourra être mise à disposition des réseaux et contribuer à leur équilibre pendant les périodes de forte consommation. Avec le plan Mobilité Électrique, le Groupe ambitionne de devenir le leader du *smart charging* en Europe avec comme objectif d'exploiter 4 000 bornes « intelligentes » dès 2020.

IZIVIA (ex-Sodetrel)

Izivia, acteur de référence en France est l'un des premiers exploitants de réseau avec plus de 8 000 points de charges publics et privés exploités en 2019. Afin de faciliter les trajets en voitures électriques à travers toute l'Europe, Izivia donne accès à 100 000 bornes de recharge en interopérabilité à ses clients détenteurs du Pass Izivia. En septembre 2019, Izivia a également lancé une nouvelle application accompagnant la recharge en itinérance de ses clients (géolocalisation des points de charge, paiement simplifié, suivi des consommations…). La Commission européenne lui a renouvelé sa confiance en soutenant financièrement le déploiement d'un réseau de 300 bornes de charge rapide complémentaire des 217 bornes Corri-Door existantes [2] exploitées par Izivia. De 50 kW à 100 kW, ces bornes seront réparties sur environ 60 stations de charge de 2 à 8 places pour multiplier les points de charge disponibles. Enfin des succès commerciaux montrent l'engagement du Groupe dans la mobilité électrique dès aujourd'hui. Izivia et Demeter ont remporté un appel à projet de la métropole de Lyon pour la création d'un réseau de bornes de recharge sur la voie publique. Le déploiement de 631 points de charge sur la Métropole du Grand Lyon a débuté en 2019. Ce partenariat entre Izivia et un fonds d'investissement constitue l'un des projets les plus ambitieux de déploiement de bornes à l'échelle d'un territoire en France. Enfin en octobre 2019, Izivia a lancé une expérimentation avec Europcar Mobility Group visant à offrir une solution de recharge des véhicules électriques aux clients d'Europcar en France.

(1) Voir le communiqué de presse de MyBus « EDF et la banque des territoires investissent dans MyBus, l'étoile montante de la mobilité intelligente ».
(2) Le 7 février 2020, IZIVIA a mis en indisponibilité 189 bornes sur les 217 du réseau Corri-Door à la suite de l'apparition de 2 incidents d'ordre technique générant des risques de sécurité.

Génie électrique

La filiale HTMS, 100 % d'EDF, a fait l'acquisition de 3 sociétés dans le domaine du génie électrique regroupées sous la marque EDF ELECTROTECHNICS. HTMS devient un acteur unique du domaine du génie électrique, couvrant l'ensemble des besoins et de la maîtrise de tous les composants des offres en HTA et HTB mais aussi BT.

EDF ELECTROTECHNICS est spécialisée dans la fabrication de postes de transformation HTA, elle en assure la conception, l'intégration, l'installation, l'équipement, la réparation, la vente ou la location. Elle prend en charge l'exploitation et la maintenance des matériels et des postes haute tension (HTA et HTB), la fourniture et le remplacement des disjoncteurs et transformateurs, le dépannage, l'assistance à maîtrise d'ouvrage et la formation.

Chauffage : CHAM

Filiale à 100 % du groupe EDF, Cham assure l'installation, l'entretien et le dépannage des équipements thermiques de petite à moyenne puissance : chaudières, pompes à chaleur, climatiseurs, ballons thermodynamiques…

Avec plus de 950 collaborateurs présents partout en France, Cham réalise plus de 800 000 interventions par an et répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

Cham innove dans l'E-maintenance et propose des services connectés, permettant de piloter la maison.

Grâce à une forte ambition de croissance, Cham se positionne pour devenir le spécialiste des services énergétiques et s'appuie sur 3 atouts majeurs : le professionnalisme de ses équipes, l'expertise de son réseau et la relation de proximité avec ses clients.

IZI by EDF

En lançant le 7 février 2019 la marque « IZI by EDF », plateforme multiservices pour les Particuliers et petits Professionnels, EDF se développe dans les services de proximité, avec l'ambition de devenir la marque de référence et le guichet unique des services à l'habitat et au local professionnel.

IZI by EDF offre dès 2019 une large gamme de services couvrant le dépannage d'urgence, les petits travaux, la rénovation intérieure, l'entretien chaudière, le dépannage solaire, l'installation de bornes de recharge, jusqu'aux services connectés de télésurveillance. Avec IZI by EDF, c'est EDF qui s'engage en tant que contractant général auprès des clients, apportant ainsi des engagements forts de qualité d'exécution et de relation client, en s'appuyant sur des artisans rigoureusement sélectionnés.

IZI by EDF, est aussi une plateforme multiservices où les offres des filiales du Groupe (EDF ENR, CHAM, IZIVIA) ainsi que de certains partenaires stratégiques (AXA, EPS…) sont proposées.

Enfin, en décembre 2019, EDF a acquis la société mychauffage.com, plateforme de référence pour la vente en ligne de chaudières et pompes à chaleur.

IZI by EDF entend ainsi apporter plus de sérénité et de confort durable aux Français.

1.4.6.2 Activités gazières

Le groupe EDF utilise en Europe plus de 250 TWh de gaz. Il a développé sa stratégie gazière pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de plus de 5,2 millions de clients [(1)], de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur le marché du gaz naturel en France mais aussi en Europe, principalement au travers d'EDF et d'Edison en Italie, qui représente à partir du 1er août 2017 la plateforme gazière du Groupe par un contrat de services pour la gestion des actifs et le développement de ses activités amont (voir section 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison »), ainsi que de ses filiales EDF Energy et Luminus. Il s'appuie également sur EDF Trading pour ses opérations à court terme relatives aux interventions sur les marchés de gros continental et au Royaume-Uni, ainsi que sur Dalkia (notamment pour les centrales de cogénération).

Enfin, le Groupe est présent en dehors de l'Europe, et en particulier aux États-Unis, où EDF Energy Services est un fournisseur important de gaz naturel auprès de grands clients industriels et distributeurs.

En 2019, EDF Trading Limited et JERA Co Inc. ont finalisé la création d'une joint-venture qui a été nommée JERA Global Markets et qui est détenue à hauteur de 33,33 % par EDF Trading Limited et de 66,67 % par JERA Trading International Pte Ltd (100 % JERA Co Inc). JERA Global Markets a pour objectif de gérer en exclusivité l'optimisation à court et moyen terme du portefeuille d'actifs GNL d'EDF et JERA sur le marché global.

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2019, les portefeuilles aval de clients s'établissent ainsi :

- en France (EDF et ÉS) : environ 1,7 million de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) pour une consommation d'environ 32 TWh en 2019 ;
- en Italie (Edison) : environ 0,9 million de clients, environ 86 TWh de gaz ;
- au Royaume-Uni (EDF Energy) [(2)] : environ 2 millions de clients, pour environ 29 TWh ;
- en Belgique (Luminus) : environ 0,6 million de clients, pour environ 13 TWh.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

1.4.6.2.2.1 Sources d'approvisionnement

En Europe, l'approvisionnement en gaz et GNL du Groupe est réalisé à la fois sur les marchés gaziers à court et moyen terme et au travers d'un portefeuille diversifié de contrats court et long terme en provenance du Qatar, de Russie, de Mer du Nord et d'Afrique du Nord.

Aux États-Unis, l'essentiel de l'approvisionnement provient des marchés gaziers.

Dans le reste du monde, des contrats spécifiques ont été conclus pour assurer la fourniture des centrales gaz du Groupe.

Dans le but de préserver son positionnement sur le marché final, le Groupe vise à renforcer et à diversifier son portefeuille d'approvisionnement de gaz à moyen et à long terme. En particulier, dans le GNL, EDF a souscrit des contrats moyen terme et long terme avec l'objectif, entre autres, de valoriser la capacité de regazéification du terminal méthanier de Dunkerque.

1.4.6.2.2.2 Infrastructures

Gazoducs

Outre des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen, le groupe EDF participe à travers sa filiale Edison à des projets d'infrastructures d'importation de gaz (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz »).

Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

Afin de servir la stratégie gaz du Groupe, EDF est le principal *shipper* utilisant à long terme le terminal méthanier de Dunkerque.

À travers Edison, EDF obtient un droit d'utilisation de 80 % de la capacité de regazéification du terminal *offshore* de Rovigo, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz »).

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans le terminal de Zeebrugge (Belgique).

Transport de GNL par cargaison de petite taille (*small scale GNL*)

Depuis 2018 Edison mène le projet *small scale GNL* pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL sur le territoire italien ainsi que la construction d'un dépôt côtier et d'un petit méthanier dédié (*small scale*), afin de contribuer au développement d'un carburant durable à faible émission de CO_2 pour les transports maritimes et routiers (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz »).

Stockage

En Allemagne, le groupe EDF détient un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50/50 avec EnBW. EDF dispose d'un volume utile en cavités salines d'environ 190 millions de mètres cubes.

Concernant les activités de stockage du Groupe en Italie et au Royaume-Uni, se reporter respectivement aux sections 1.4.5.2.3.5 « Activités régulées » et 1.4.5.1.2.2 « Production thermique et stockage gaz ».

Le Groupe dispose par ailleurs de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

1.4.6.2.2.3 Exploration et production (E&P)

Dans le cadre d'un recentrage stratégique, Edison a annoncé en 2019 la vente des activités amont dans l'exploration et la production d'hydrocarbures (voir section 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison »).

(1) Les clients sont décomptés fin 2019 en nombre de sites de livraison.
(2) Hors Irlande du Nord.

1.4.6.3 Optimisation et *trading* : EDF Trading

Interface exclusive du groupe EDF sur les marchés de gros de l'énergie, EDF Trading (EDFT) propose des services d'optimisation et de gestion des risques à toutes les entités du groupe EDF ainsi qu'à des tiers. La société intervient en Europe, en Amérique du Nord et en Asie sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel, du GPL, des produits environnementaux, du charbon et du fret (au travers de son partenariat au sein de JERA Global Markets). EDF Trading est l'un des plus importants opérateurs sur les marchés de gros de l'énergie en Europe et en Amérique du Nord. Au travers de sa filiale d'Amérique du Nord, elle est également l'un des principaux prestataires auprès des producteurs d'électricité et des fournisseurs d'énergie pour l'accès aux marchés de gros, ainsi que l'un des cinq premiers fournisseurs d'électricité à destination de grands clients industriels et commerciaux.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La société emploie environ 820 salariés et est régulée par l'Autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la Financial Conduct Authority.

EDF Trading est chargé notamment de l'accès aux marchés de gros pour le compte de la DOAAT (voir section 1.4.3 « Activités d'optimisation pour EDF en France »).

Marché européen de l'électricité

EDF Trading est également l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe, avec un volume d'échanges de plus de 2 000 TWh chaque année. La société fournit une gamme complète de services de gestion des risques aux exploitants d'actifs du groupe EDF en Europe, ainsi qu'à des tierces parties. L'entreprise dispose d'un rayonnement géographique important et d'un volume d'activité la rendant capable de s'adapter rapidement aux évolutions du marché et de développer de nouvelles activités. En 2019, le groupe EDF a conclu un certain nombre d'opérations d'approvisionnement à long terme qui ont fait l'objet de couvertures financières par EDFT. La filiale a également fourni des prestations pour aider le Groupe à gérer son exposition à l'ARENH.

Marché européen du gaz

EDF Trading est aussi l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe, avec un volume d'échanges de plus de 605 Gm^3 (milliards de mètres cubes) chaque année. La société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment la production, les capacités de transit, les contrats de fourniture de long terme ainsi que les capacités de regazéification et de stockage. EDF Trading est donc en mesure de fournir au groupe EDF, et aux clients tiers, des solutions de gestion d'actifs et d'optimisation complètes sur le marché de gros du gaz en Europe. En 2019, EDF Trading a accru son activité avec les clients français du Groupe. La filiale a également traité un nombre significatif de cargaisons de GNL livrées à Dunkerque.

Marchés de gros nord-américains

Leader sur les marchés de gros de l'énergie en Amérique du Nord où elle bénéficie d'une présence géographique étendue, EDF Trading North America propose des solutions aux clients de l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique nord-américaine. Elle offre des solutions de gestion de l'énergie, l'approvisionnement en gaz naturel, et des services de dispatch en temps réel pour les producteurs d'électricité aux États-Unis. En tant qu'un des principaux fournisseurs de services de production aux centrales électriques aux États-Unis, la filiale gère plus de 31 GW avec 89 centrales électriques. Pour les fournisseurs d'énergie de détail, elle fournit des services d'approvisionnement sur le marché de gros et des services d'interface avec les ISO (*Independent System Operators*).

Opérations de vente au détail en Amérique du Nord

Classée dans le top 5 des fournisseurs d'électricité aux clients commerciaux et industriels en Amérique du Nord, l'équipe d'approvisionnement et de services au détail offre du gaz naturel, de l'électricité et des produits environnementaux à un portefeuille de clients commerciaux et industriels, et gère un portefeuille de 2,1 GW d'effacement clients. Certains de ces clients sont présents en Europe, ce qui permet à EDF de répondre à leurs besoins à l'échelle mondiale. En 2019, un nouveau produit a été proposé aux clients en collaboration avec Dalkia qui permet d'investir dans des projets d'efficacité énergétique et d'intégrer les coûts correspondants dans leur facture d'électricité.

Produits environnementaux

EDF Trading est engagé sur le marché des produits environnementaux et, en tant que filiale de l'un des principaux producteurs d'énergies renouvelables, propose une large palette de solutions de couverture destinées au groupe EDF et aux clients tiers du monde entier. EDFT intervient sur les marchés du carbone (organisés et bilatéraux), des garanties de certificats d'origine en Europe, des certificats d'énergie renouvelable aux États-Unis et des certificats internationaux d'énergie renouvelable dans le reste du monde. Par ailleurs, la société est un leader et un fournisseur reconnu de produits de gestion des risques sur les dérivés climatiques en Europe. En 2019, le cadre des activités a été adapté à la commercialisation de garanties d'origine, captant ainsi la valeur du portefeuille d'actifs sans carbone d'EDF.

Marchés internationaux

En avril 2017, EDF Trading a conclu la vente de son activité de charbon et de fret à JERA. EDFT détient désormais une participation financière de 33 % dans JERA Global Markets, l'un des principaux négociants de charbon au monde.

En avril 2019, EDF Trading a étendu sa Joint Venture avec JERA à l'optimisation et au négoce de GNL. JERA Global Markets est désormais l'optimisateur de GNL pour JERA et le groupe EDF, gérant l'activité d'optimisation de GNL à court et moyen terme. La société a poursuivi le développement de ses activités GPL à l'international. EDF Trading propose ainsi une gamme complète de services liés au GNL et au GPL, dont l'approvisionnement, la livraison et l'optimisation de l'exposition aux différents marchés gaziers mondiaux.

1.4.6.4 Autres participations

1.4.6.4.1 EDF Trading Logistics

Avec un volume d'approvisionnement en fioul d'environ 1 million de tonnes et 0,5 million de tonnes de charbon livrées en 2019, EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent du groupe EDF pour les achats de fioul, et organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du Groupe en France continentale, en Corse et Outre-mer en étroite collaboration avec JERA Global Market, et contrôle les terminaux charbonniers des ports du Havre et de Saint-Nazaire.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise au Groupe pour ce qui concerne la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses), périmètre qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001 renouvelée le 31 octobre 2019, et dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

1.4.6.4.2 Autres

Outre des participations dans des Entreprises Locales de Distribution (SMEG, Enercal, Électricité de Mayotte, EDSB), le groupe EDF détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifique (production, combustible, ingénierie) aux missions du Groupe, et plus particulièrement à celles de sa production et ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France.

Ces sociétés sont notamment SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustibles pour le compte du groupe EDF, SHEMA, spécialisée dans la production d'hydroélectricité par petites centrales ou encore Cyclife France, filiale à 100 % d'EDF spécialisée dans le traitement et le conditionnement des déchets très faiblement à moyennement radioactifs.

En ce qui concerne l'évolution récente du portefeuille des actifs dédiés, voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

1.5 Environnement législatif et réglementaire

Les entités du groupe EDF sont soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leurs activités. EDF est en particulier assujetti à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, transposée en droit français, ainsi qu'aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, d'hygiène et de sécurité.

Les dispositions législatives et réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas vocation à fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au groupe EDF.

1.5.1 EDF entreprise publique chargée de missions de service public

1.5.1.1 EDF entreprise publique

En application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. Par ailleurs, en tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et à son décret d'application n° 2014-949 du même jour.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumis à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes, conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières.

En outre, le décret-loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle de l'État sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'État permet au ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Enfin, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique.

Les directives n° 2014/24/UE sur la passation des marchés publics et n° 2014/25/UE relative à la passation des marchés par des entités opérant dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux, à laquelle EDF est soumise en tant qu'acheteur, ont été transposées en droit interne par :

- l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics qui a procédé à une unification des différentes procédures de mise en concurrence existantes jusqu'à présent dans le Code des marchés publics et l'ordonnance du 6 juin 2005 n° 2005-649 ;
- le décret n° 2016-260 du 25 mars 2016 d'application de l'ordonnance du 23 juillet 2015.

Ces textes sont entrés en vigueur le 1er avril 2016.

1.5.1.2 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du service public de l'électricité (voir section 1.5.2.1.2 « Législation française : Code de l'énergie » ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le service public de l'électricité assure les missions de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, définie à l'article L. 121-3 du Code de l'énergie, a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Fixée par décret, la PPE établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental. Elle doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone et la stratégie bas carbone, définis par le décret n° 2015-1491 du 18 novembre 2015.

La PPE contient des volets relatifs (i) à la sécurité d'approvisionnement, (ii) à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile, (iii) au développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération, (iv) au développement équilibré des réseaux, du stockage, de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie, (v) à la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale, (vi) à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins et (vii) à la stratégie de développement de la mobilité propre.

Elle définit les objectifs quantitatifs de la programmation et l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisés pour les atteindre. Elle peut être répartie par objectif et par filière industrielle.

La première PPE doit couvrir une première période de 3 ans (2016-2018), puis une seconde de 5 ans (2018-2023). Les PPE suivantes seront établies sur deux périodes successives de 5 ans.

La première PPE a été fixée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie. En application de la loi, EDF a établi, le 6 avril 2017, un Plan Stratégique d'Entreprise (PSE) présentant les actions que l'entreprise s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de diversification de la production d'électricité fixés dans la première période de la PPE. Le PSE a été soumis à l'approbation de la ministre chargée de l'énergie qui, à la suite de l'examen et de sa compatibilité avec la PPE, a demandé à EDF d'élaborer un nouveau plan.

Le projet de PPE, couvrant les périodes 2019-2023 et 2024-2028, a fait l'objet d'un débat public qui s'est tenu du 19 mars au 30 juin 2018.

Le ministère de la Transition écologique et solidaire a publié le 25 janvier 2019 l'intégralité du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui constituera le fondement de l'avenir énergétique de la France pour les prochaines années. Ce projet a été discuté au sein de plusieurs instances qui ont rendu un avis au cours de l'année 2019 (Autorité environnementale, Conseil national de la transition écologique ; Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique, Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, Conseil supérieur de l'énergie ; et Comité du système de distribution publique d'électricité). Le public devrait être à nouveau invité à donner son avis sur la PPE par Internet, éclairé par l'Avis rendu par l'Autorité environnementale. Les États voisins seront également invités à donner leurs avis.

Le rapport PPE, sa synthèse et le projet de décret associé seront mis à disposition du public par le ministère de la Transition écologique et solidaire afin de recueillir ses observations du 20 janvier au 19 février 2020 sur le site http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr. Un bilan de la consultation sera établi par le ministère de la Transition écologique et solidaire. L'adoption de la PPE et la publication du décret correspondant sont attendues au cours de l'année 2020.

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'Outre-mer) et quelques îles bretonnes. La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'une PPE qui leur est propre. Les autres zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, font l'objet d'un volet annexé à la PPE pour la France métropolitaine continentale.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, définie à l'article L. 121-4 du Code de l'énergie, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité, définie à l'article L. 121-5 du Code de l'énergie, consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission a été confiée, par la loi, à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

Depuis le 1er janvier 2018, la tarification spéciale dite « produit de première nécessité » (TPN), mission de service public assignée à l'ensemble des fournisseurs d'électricité, a été remplacée par le « chèque énergie ». Celui-ci constitue un titre spécial de paiement permettant aux ménages connaissant des difficultés financières de couvrir une partie de leurs dépenses de consommation d'énergie (électricité, gaz, fioul etc.) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement.

La mission de fourniture d'électricité consiste en outre à assurer la fourniture d'électricité de secours aux clients raccordés aux réseaux publics et dont le fournisseur est défaillant ou a fait l'objet d'un retrait ou d'une suspension de son autorisation. Les fournisseurs de secours sont désignés par le ministre chargé de l'énergie à l'issue d'un appel à candidatures organisé avec l'appui de la Commission de régulation de l'énergie. Les textes d'application n'ayant pas encore été adoptés à la date du présent document d'enregistrement universel, cette disposition n'est toujours pas en vigueur.

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au moyen de la péréquation nationale des tarifs ainsi que du droit au tarif.

L'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1er novembre au 31 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard des clients bénéficiant du « chèque énergie ».

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenu au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau pris pour son application tel que modifié par le décret n° 2014-274 du 27 février 2014.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF (hors gestionnaires de réseaux)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- l'accès au service public de l'électricité et la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseaux

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines dans lesquels les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

Des services au plus près des besoins

Le 28 septembre 2010, l'État et EDF, ainsi que huit autres grands opérateurs de service public, ont signé un accord de partenariat « + de services au public » visant à développer l'accès à un ensemble d'offres de services à destination des populations rurales en France (renseignements sur le règlement d'une facture, informations, achat d'un titre de transport, etc.).

Accueil physique, points d'accès à Internet, les moyens mis à disposition des usagers sont multiples dans le cadre de lieux mutualisés tels que les Points information médiation multiservices (PIMMS), les Relais de services publics (RSP) et autres structures telles que les mairies. À l'issue de la phase expérimentale, qui a donné lieu à un déploiement dans vingt-deux départements, en juillet 2013, le Comité interministériel pour la modernisation de l'action publique (CIMAP) a décidé de généraliser cette démarche à l'ensemble du territoire.

1.5.1.3 Les concessions de distribution publique et de fourniture d'électricité en France

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi qu'à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de l'ensemble de cette législation, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment des établissements publics de coopération intercommunale et de plus en plus souvent de ressort départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par les directives communautaires, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés, confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives et, d'autre part, la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à Enedis et aux ELD dans leurs zones de desserte, et EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concession ainsi que les renouvellements de contrats doivent faire l'objet d'une signature tripartite, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution) et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés. Les autres contrats en cours sont réputés signés conjointement par ces trois entités.

Conformément à l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession et à son décret d'application n° 2016-86 du 1er février 2016, transposant en droit interne la directive communautaire n° 2014/23/UE du 26 février 2014, les contrats de concession pour l'exploitation du réseau public de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés sont conclus de gré à gré, c'est-à-dire sans procédure de publicité et de mise en concurrence.

La loi portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (dite loi ELAN) insère dans la partie du Code de l'énergie relative à l'accès et au raccordement aux réseaux électriques un chapitre 5 consacré aux colonnes montantes. Les colonnes mises en service à compter de la publication de la loi appartiennent au réseau public de distribution. Pour celles mises en service avant, elles ont vocation à intégrer le réseau public de distribution dans un délai de deux ans à compter du 24 novembre 2018. Les propriétaires ou copropriétaires ont la faculté de demander leur intégration anticipée. Ils peuvent également décider de conserver la propriété de leur colonne.

Les droits des autorités concédantes

Les droits des autorités concédantes sont détaillés à la section 1.4.4.2.2. (« Activités de distribution ») du présent document d'enregistrement universel.

1.5.2 Les marchés de l'énergie

1.5.2.1 Les marchés de l'électricité

1.5.2.1.1 Législation européenne

Depuis 1996, trois directives européennes ont établi des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. La directive n° 96/92/CE du 19 décembre 1996 a posé les bases de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

La directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 en a repris les grands principes tout en franchissant une étape supplémentaire sur la voie de l'ouverture du marché en élargissant progressivement l'éligibilité à l'ensemble des clients.

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, dite « Troisième directive », a été adoptée dans le cadre du troisième « Paquet Énergie ». Ce texte renforce principalement les garanties d'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et accroît les pouvoirs des autorités de régulation nationales. Ces dispositions sont aujourd'hui transposées dans le Code de l'énergie.

Ces textes ont été refondus par le règlement n° 2019/943 sur le marché intérieur de l'énergie et la directive n° 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. S'ils reprennent les grands principes de fonctionnement du marché de l'électricité définis par les textes précédents, ils renforcent néanmoins la place du consommateur et prennent en compte les nouvelles formes de production et de consommation (stockage, autoconsommation…).

Par ailleurs, les règles régissant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité sont définies aujourd'hui par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui constitue l'un des textes du troisième Paquet Énergie. Ce règlement prévoit notamment un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires et où ces flux aboutissent.

Enfin, la directive n° 2005/89/CE « Sécurité d'approvisionnement », adoptée le 18 janvier 2006, a pour objectif de mieux définir les responsabilités des différents acteurs, de veiller au respect de normes minimales d'exploitation, de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande et, enfin, d'orienter les investissements vers les réseaux. Les objectifs de cette directive ont été pris en compte dans différents textes législatifs et réglementaires.

Ces différents textes concernent l'organisation du marché de gros et du marché de détail, en accordant une place plus importante aux mesures relatives aux consommateurs. Ils sont aussi l'occasion de confirmer ou de proposer les nouvelles cibles européennes pour 2030 en matière d'efficacité énergétique (30 %) et d'énergie renouvelable (32 %). La sécurité d'approvisionnement fait l'objet d'une nouvelle réglementation, alors que celle concernant l'Agence de coopération des régulateurs (ACER) est révisée. Tous ces textes tendent à créer un cadre d'organisation des marchés de l'électricité plus cohérent, au service des politiques énergétiques et climatiques de l'Europe, dans le cadre du projet de l'Union de l'énergie. Le règlement sur la gouvernance de l'union de l'énergie complète le dispositif afin de préciser le mode de pilotage de l'atteinte des objectifs par les États membres.

1.5.2.1.2 Législation française : Code de l'énergie

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie [(1)] ont été codifiées par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 au sein d'un Code de l'énergie à l'exception de l'essentiel des dispositions relatives à l'énergie nucléaire, qui ont été codifiées dans le Code de l'environnement en application de l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012. En outre, le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 a procédé à la codification de la partie réglementaire du Code de l'énergie. Une centaine de décrets relatifs au droit de l'énergie a été abrogée en conséquence.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié de nombreuses dispositions du Code de l'énergie et notamment les objectifs de la politique énergétique, qui portent désormais sur l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles (notamment celles de la croissance verte), la sécurité d'approvisionnement et la réduction de la dépendance aux importations, un prix de l'énergie compétitif et attractif, la préservation de la santé humaine et de l'environnement, la cohésion sociale et territoriale, la lutte contre la précarité énergétique ainsi que la contribution à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat transpose un certain nombre des mesures édictées par les textes constitutifs du « Paquet Une Énergie Propre pour tous les Européens » et actualise les objectifs de la politique de l'énergie pour tenir compte du Plan climat adopté en 2017, de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Les objectifs sont les suivants :

- neutralité carbone à l'horizon 2050 : baisse de 40 % de la consommation d'énergies fossiles par rapport à 2012 d'ici à 2030 (contre 30 % précédemment) ;

- report à 2035 (au lieu de 2025) de la réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production électrique (fermeture de 14 réacteurs).

Par ailleurs, la loi crée le Haut Conseil pour le climat. Le Haut Conseil est chargé de l'évaluation de l'action climatique du gouvernement. Ses missions consistent à analyser annuellement la mise en œuvre et l'efficacité des mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, développer les puits carbone et réduire l'empreinte carbone, y compris les dispositions budgétaires et fiscales ayant un impact sur le climat.

Enfin, la loi met en place un dispositif pour limiter à partir du 1er janvier 2022 les émissions de gaz à effet de serre du secteur de la production d'électricité. La durée de fonctionnement des centrales les plus polluantes est plafonnée.

Installations de production

Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie au-delà d'un seuil de puissance déterminé par décret, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production sont précisées aux articles L. 2 224-32 et L. 2 224-33 du Code général des collectivités territoriales et à l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH)

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), prévu aux articles L. 336-1 et suivants du Code de l'énergie, est mis en œuvre depuis le 1er juillet 2011. Sur ce point, voir la section 1.4.3.3 (« Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »).

La loi relative à l'énergie et au climat a révisé le dispositif de l'ARENH pour, notamment, i) préciser qu'il contribue à la stabilité des prix pour le consommateur final, ii) relever à 150TWh le volume dans la limite duquel le volume global maximal d'ARENH peut être fixé. L'article L. 337-16 précise en outre que l'évolution de l'indice des prix à la consommation et celle du volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé peuvent être pris en compte pour réviser le prix de

(1) Loi du 15 juin 1906, loi n° 46-628 du 8 avril 1946, loi n° 2000-108 du 10 février 2000, loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, loi n° 2004-803 du 9 août 2004, loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010.

l'ARENH. Il n'est toutefois pas établi de lien direct entre augmentation du prix et augmentation du volume global maximal.

Saisi de cette disposition, le Conseil constitutionnel a précisé que cette disposition est conforme à la Constitution, sous réserve de considérer que, lorsqu'ils fixent le prix de l'ARENH, les ministres doivent tenir suffisamment compte des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires.

Choix du fournisseur d'électricité

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles, c'est-à-dire qu'ils peuvent librement conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix installé sur le territoire de l'Union européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article L. 331-1 du Code de l'énergie).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par les articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

Ces dispositions ont été modifiées par la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 pour tenir compte de la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018 et transposer la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE qui prévoit le maintien des TRV à titre dérogatoire pour les clients domestiques et les clients microentreprises. Il résulte de ces dispositions que :

- les consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation, et les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas deux millions d'euros (critère de la microentreprise) peuvent continuer à bénéficier du tarif réglementé de vente ;
- les consommateurs non domestiques souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et ne répondant pas aux critères de la microentreprise ne bénéficient plus du tarif réglementé de vente. Les TRV pour ces consommateurs sont mis en extinction à compter du 1er janvier 2020 et supprimés le 1er janvier 2021. Les clients encore aux TRV à la date du 31 décembre 2020 basculent automatiquement en offre de marché chez le fournisseur historique.

L'article L. 111-84 du Code de l'énergie impose la tenue d'une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés. L'État et la CRE ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

Accès des tiers aux réseaux

L'article L. 111-91 du Code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente d'électricité et à la tarification spéciale de première nécessité ;
- assurer l'exécution des contrats d'achat d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur installé sur le territoire national.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la CRE.

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie sont entrés en vigueur le 1er août 2017. Ils ont été fixés, en ce qui concerne le transport (TURPE 5 HTB) par une délibération de la CRE du 17 novembre 2016 et par une délibération du même jour concernant la distribution (TURPE 5 HTA/BT). Par délibération du 26 octobre 2017, la CRE a complété sa délibération du 17 novembre 2016 sur le TURPE 5 distribution d'une décision qui précise les modalités de couverture des charges liées à la gestion de clientèle (« commissionnement fournisseurs »).

Mécanismes de soutien à certaines filières de production

EDF est soumis à des obligations d'achat qui se traduisent par la conclusion de contrats avec les exploitants d'installations. Le dispositif de l'obligation d'achat, créé par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, se trouve modifié par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui en précise certains contours et crée une nouvelle forme de soutien en la forme d'un complément de rémunération. Le mécanisme de soutien à certaines filières de production résultant de la loi précitée du 17 août 2015 comporte désormais trois dispositifs distincts.

En premier lieu, le régime de l'obligation d'achat issu des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie. Ces articles prévoient qu'EDF (au même titre que les ELD chargées de la fourniture dans leur zone de desserte) est tenu de conclure, à la demande des producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite par des filières technologiques dont les pouvoirs publics souhaitent soutenir le développement, soit parce qu'elles exploitent des sources d'énergies renouvelables, soit parce qu'elles présentent une efficacité énergétique particulière (cogénération). Les installations éligibles sont listées à l'article D. 314-15 du Code de l'énergie.

L'article R. 314-2 du Code de l'énergie prévoit que le producteur bénéficiant de l'obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF dans le cadre de contrats conclus sur la base de modèles indicatifs approuvés par le ministre chargé de l'énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminées par arrêté des ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

En second lieu, le régime du complément de rémunération, institué par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, est régi par les articles L. 314-18 et suivants du Code de l'énergie. Le complément de rémunération est une prime versée aux producteurs en complément des revenus que ceux-ci tirent de la vente sur le marché de l'électricité qu'ils produisent, ainsi que de la cession de leurs garanties de capacité. À ce titre, EDF est tenu de conclure un contrat de complément de rémunération avec les producteurs éligibles qui en feront la demande et avec certains producteurs bénéficiant actuellement de l'obligation d'achat et qui souhaiteraient bénéficier d'un contrat de complément de rémunération pour la durée restant à courir de leur contrat d'achat initial. Les installations éligibles au complément de rémunération sont listées à l'article D. 314-23 du Code de l'énergie.

Enfin, la procédure d'appel d'offres qui, en application des articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie, peut être initiée par le ministre chargé de l'énergie lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. EDF est ensuite tenue de conclure hors zones de desserte ELD avec le ou les candidats retenus un contrat d'achat d'électricité ou un contrat offrant un complément de rémunération (il s'agit d'un protocole dans l'hypothèse où EDF « producteur » est lui-même retenu à l'issue de l'appel d'offres).

Les charges découlant, pour EDF et les ELD, des contrats conclus au titre de l'obligation d'achat et du complément de rémunération sont compensées par l'État et financées par le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. Pour 2018, l'article 50 de la loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018 substitue à des pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie. Sur ces mêmes bases, la loi de finances pour 2019 prévoit une légère augmentation de la fraction de TICPE, qui passe de 7 166,3 millions d'euros à 7 246,4 millions d'euros, à hauteur du niveau de dépenses prévu en 2019.

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE)

L'article L. 121-6 du Code de l'énergie pose le principe d'une compensation intégrale par l'État des charges imputables aux missions de service public de production et de fourniture d'énergie (électricité et gaz) assignées en particulier à EDF, aux autres producteurs d'énergie et aux ELD.

En matière de production d'électricité, les charges définies à l'article L. 121-7 du Code de l'énergie comprennent :

- les surcoûts résultant, d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus par EDF et les ELD à la suite des procédures d'appels d'offres (articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie) et des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi que, d'autre part, des contrats de complément de rémunération conclus en application des articles L. 314-18 et suivants du Code de l'énergie ;
- dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental :
  - les surcoûts de production qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente, les coûts des ouvrages de stockage gérés par le gestionnaire du système électrique, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
  - les surcoûts d'achat d'électricité (hors ceux, précités, liés à l'obligation d'achat) qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,

- les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité au titre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie, diminués des recettes éventuellement perçues grâce à ces actions, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
- les coûts d'études supportés par un producteur ou un fournisseur en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie ; et

- depuis la loi de finances rectificatives pour 2016, les coûts directement induits pour EDF et les ELD par la conclusion et la gestion des contrats d'achat, des contrats de complément de rémunération et des contrats passés après appels d'offres, dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les charges définies à l'article L. 121-8 du Code de l'énergie comprennent :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés par les fournisseurs du fait de la mise en œuvre chèque énergie ;
- les coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation au dispositif de l'afficheur déporté institué en faveur des personnes en situation de précarité.

Enfin, conformément aux dispositions de l'article L. 121-8-1 du Code de l'énergie, la CSPE a pour objet de financer les coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité au titre des appels d'offres qu'il peut initier si les capacités d'effacement ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le dispositif de compensation des charges de service public, régi par les articles L. 121-9 et suivants du Code de l'énergie, a fait l'objet d'une réforme en vigueur depuis le 1er janvier 2016, dans le cadre de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015, visant à sécuriser le financement des charges de service public de l'énergie.

Le financement des charges de service public de l'électricité (et de gaz) est désormais assuré entièrement comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015 ; depuis début 2017, ce CAS est alimenté par un pourcentage des recettes de TICPE (Taxe Intérieure sur la Consommation des Produits Énergétiques, ex-TIPP sur les essences et diesels), et marginalement par une taxe sur les charbons (TICC). Les énergies carbonées contribuent ainsi au financement de la transition énergétique ;
- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables - (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général dans le programme Service Public de l'Énergie ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins. Elle servait historiquement à financer les ENR, les cogénérations, les surcoûts en zone insulaire et les dispositifs sociaux, ce n'est plus le cas depuis le 1er janvier 2017.

Le montant de la CSPE a été fixé à 22,50 €/MWh à compter du 1er janvier 2016. Ce niveau a été maintenu pour 2017, 2018 et 2019. Par exception, pour les entreprises électro-intensives et hyper-électro-intensives et les entreprises de transport, des tarifs réduits compris entre 0,50 €/MWh et 12 €/MWh sont prévus.

Le décret n° 2016-158 du 18 février 2016 précise les modalités de détermination des charges imputables aux missions de service public de l'énergie, la procédure de détermination du montant des charges à compenser par opérateur, ainsi que les opérations de versement des compensations aux opérateurs qui supportent des charges.

La CRE constate, chaque année, le montant des charges imputables au titre de l'année précédente aux missions de service public de l'énergie incombant aux opérateurs, évalue, pour l'année suivante, le montant prévisionnel de ces mêmes charges et met à jour sa prévision de charges pour l'année en cours. Elle distingue dans ce cadre le montant des charges relevant du CAS « transition énergétique » de celles financées directement par le budget général.

La CRE adresse au ministre chargé de l'énergie, chaque année avant le 15 juillet, son évaluation du montant de ces charges.

Le développement massif des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables (principalement éoliennes et photovoltaïques) bénéficiaires de l'obligation d'achat a conduit depuis plusieurs années à un alourdissement significatif des charges à compenser. Or depuis 2007, le montant de la CSPE réellement appliquée aux consommateurs n'a pas permis de couvrir ces charges, conduisant ainsi à la formation d'un déficit de compensation, supporté exclusivement par EDF et pesant sur l'endettement du Groupe. Il devenait ainsi nécessaire de concevoir un nouveau mécanisme qui soit équilibré (pas de formation d'un nouveau déficit structurel) et dont le financement ne repose pas exclusivement sur le seul consommateur d'électricité (l'électricité est de très loin l'énergie la moins carbonée et pourtant une situation fiscale déséquilibrée la pénalise dans la concurrence entre énergies, en contradiction avec les objectifs de la loi de « Transition énergétique » de réduction des émissions de CO_2). C'est dans ce cadre que, depuis le 1er janvier 2017, le CAS « Transition énergétique » est alimenté par une fraction des recettes de la TICPE, tandis que la CSPE alimente directement et exclusivement le budget général.

EDF et les pouvoirs publics se sont accordés sur le remboursement de la créance constituée du déficit de compensation au 31 décembre 2015 pour un montant de 5 779,8 millions d'euros. Dans le cadre du nouveau mécanisme en vigueur depuis le 1er janvier 2016, cette créance devra être soldée d'ici le 31 décembre 2020, selon un échéancier de remboursement progressif fixé par arrêté en date du 13 mai 2016, modifié le 2 décembre 2016.

EDF a cédé, le 22 décembre 2016, une quote-part (26,40 %) de cette créance à un *pool* d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession sans recours s'élève à 1,542 milliard d'euros. La créance cédée comprend une composante hors actifs dédiés. La cession de cette composante conduit à une amélioration de l'Endettement Financier Net (EFN) à hauteur de 645 millions d'euros. Le solde correspond à la partie de la créance affectée aux Actifs Dédiés. Elle sera réinvestie au sein de ces actifs.

Compensation des surcoûts de distribution

Le Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE), dont la gestion comptable est confiée à EDF en vertu de l'article L. 121-29 du Code de l'énergie, a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés, notamment celles liées aux particularités des réseaux exploités et qui ne seraient pas couvertes par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs réglementés et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution. Sont également concernées les charges liées à la participation à l'aménagement des zones caractérisées par des handicaps géographiques, économiques ou sociaux au sens de l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995. La note 4.3 de l'annexe figurant dans la section 6.1 « Comptes consolidés 31 décembre 2019 » détaille les impacts financiers pour le Groupe de la mise en œuvre de cette réglementation.

Les garanties de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur doit ainsi disposer annuellement, sous peine de sanction administrative, d'un montant de garanties de capacité en fonction de la consommation de ses clients en période de pointe. Les fournisseurs acquerront ces garanties de capacité auprès des exploitants de capacités de production ou d'effacement, lesquels devront préalablement faire certifier leurs capacités auprès du gestionnaire de réseau public de transport.

Ce mécanisme a pour objectif de :

- permettre le maintien ou le développement des capacités de production ou d'effacement permettant de garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics ;
- améliorer la rémunération de ces capacités ;
- répartir la charge de cette sécurité d'approvisionnement sur l'ensemble des fournisseurs.

Les « règles du mécanisme de capacité » proposées par RTE ont été approuvées par arrêté ministériel le 22 janvier 2015 après avis de la CRE. À la suite de la publication du décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité, RTE a mis en consultation un nouveau projet de règles.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a adapté le mécanisme de capacité aux petits acteurs en permettant aux ELD de transférer leurs obligations de capacité, non plus seulement à une autre ELD, mais également « *à tout autre fournisseur* » et en permettant aux fournisseurs d'électricité de transférer leurs obligations de capacité à un consommateur final pour la consommation de ce dernier ou à un gestionnaire de réseau public pour les pertes de ce dernier (article L. 335-5 du Code de l'énergie).

En outre, l'article L. 335-3 du Code de l'énergie instaure la possibilité pour tout exploitant de capacité de transférer à un tiers sa responsabilité relative aux écarts entre capacité effective et capacité certifiée et le paiement des pénalités afférentes à ces écarts.

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie au regard des règles européennes sur les aides d'État portant sur le projet de mécanisme de capacité français.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité. Au cours de l'enquête, la France a accepté de modifier le mécanisme comme suit : introduction de contrats de long terme (7 ans) pour les nouvelles capacités, prise en compte des capacités étrangères et mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

Les révisions concernant le renforcement de la transparence et la surveillance du marché ont donné lieu à la publication de l'arrêté du 29 novembre 2016 modifié en dernier lieu par arrêté du 12 octobre 2018. Cela a permis l'entrée en vigueur du mécanisme au 1er janvier 2017.

Des transactions de gré à gré restent possibles.

La mise en œuvre des engagements concernant la participation des capacités étrangères et des contrats de long terme a nécessité une révision du décret de 2012, pris en Conseil d'État après avis du Conseil supérieur de l'énergie, du Conseil national d'évaluation des normes, de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence. Ainsi, le décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité prévoit les modalités de prise en compte explicite de certaines contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement électrique en France, ainsi que les modalités de mise en place d'un dispositif de contractualisation pluriannuelle pour les nouvelles capacités.

Les effacements de consommation d'électricité

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié le régime juridique des effacements et, notamment, les articles L. 271-1 et suivants du Code de l'énergie y afférents.

Ces dispositions modifient le régime juridique antérieur et prévoient notamment :

- la définition de l'effacement comme « l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée » ;
- la possibilité pour les consommateurs de valoriser chacun de leurs effacements, soit auprès de leur fournisseur dans le cadre d'une offre d'effacement indissociable de la fourniture, soit par l'intermédiaire d'opérateurs d'effacement ;
- l'organisation par le Gouvernement d'appels d'offres si les capacités d'effacement ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (ce mécanisme remplace celui de la prime d'effacement) ;
- enfin, pour les effacements qui conduisent à des économies d'énergie significatives, la loi prévoit que l'autorité administrative peut imposer que le paiement du versement prévu à l'article L. 271-3 du Code de l'énergie au fournisseur soit réparti entre l'opérateur d'effacement et RTE.

Les modalités d'application de ces dispositions sont précisées par les articles R. 271-1 et suivants du Code de l'énergie, complétées en dernier lieu par le décret n° 2017-437 du 29 mars 2017, et par les dernières règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie (dites règles « NEBEF 3.2 ») approuvées par la CRE le 24 juillet 2019 applicables depuis le 1er septembre 2019 et les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement, dans leur version approuvée par une délibération de la CRE du 24 juillet 2019 applicables à compter du 1er septembre 2019.

L'autoconsommation d'électricité

L'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a autorisé le Gouvernement à prendre par ordonnance les mesures nécessaires à un développement maîtrisé et sécurisé des installations destinées à consommer tout ou partie de leur production électrique.

Issus de l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité publiée le 28 juillet 2016, ratifiée et complétée par la loi du 24 février 2017, les articles L. 315-1 à L. 315-8 du Code de l'énergie distinguent l'autoconsommation individuelle et collective et en particulier :

- imposent aux gestionnaires de réseaux de faciliter les opérations d'autoconsommation, de mettre en œuvre les dispositifs techniques et contractuels nécessaires, notamment en ce qui concerne le comptage de l'électricité, pour permettre la réalisation dans des conditions transparentes et non discriminatoires des opérations d'autoconsommation ;
- prévoient que la CRE établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts.

Les dispositions du décret n° 2017-676 du 28 avril 2017, venant modifier le Code de l'énergie, précisent les conditions d'application de ces dispositions, notamment en ce qui concerne l'autoconsommation collective (pas de mesure servant à la qualification d'autoconsommation, modalités d'appréciation du seuil de 100 kW prévu par la loi pour l'éligibilité des installations au TURPE « autoconsommation » que doit définir la CRE, principes généraux de répartition de la production entre chaque consommateur participant à une opération d'autoconsommation collective, lien entre la personne morale responsable d'une opération d'autoconsommation collective et les gestionnaires des réseaux publics de distribution, puissance maximale des installations de production pouvant bénéficier de la dérogation à l'obligation d'être rattachée à un périmètre d'équilibre, fixé dans le décret à 3 kW).

La CRE a présenté ses recommandations et orientations sur les sujets liés à l'autoconsommation dans une délibération du 15 février 2018.

Dans une délibération du 7 juin 2018, la CRE a fixé le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) pour les participants à une opération d'autoconsommation collective.

La loi PACTE n° 2019-486 du 22 mai 2019 est venue modifier le périmètre des opérations d'autoconsommation collective pendant une phase expérimentale de 5 ans. Dans ce cadre, le périmètre peut être défini au regard de critères, notamment géographiques, définis par arrêté après avis de la CRE. Toutefois, le maintien dans l'ordonnancement juridique de ces dispositions expérimentales pourrait être remis en question par les dispositions de l'article 40 la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, codifié à l'article L. 315-2 du Code de l'énergie, qui modifie une nouvelle fois la définition de l'opération d'autoconsommation collective et qui circonscrit le périmètre de ces dernières aux opérations situées « *dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels* » tout en qualifiant d'opérations d'autoconsommation collectives « étendues », des opérations relevant précédemment de la définition de la loi PACTE. La loi Énergie Climat ne reprend pas le caractère expérimental prévue par la loi PACTE pour ces opérations « étendues ».

Les communautés d'énergie renouvelable

Transposant la directive 2018/2001 du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, l'article 40 de la loi introduit la « communauté d'énergie renouvelable » (« CER ») dans le Code de l'énergie aux articles L. 211-3-2 et L. 211-3-3. Peut être considérée comme une CER une entité juridique autonome qui :

- repose sur une participation ouverte et volontaire ;
- est effectivement contrôlée par des actionnaires ou des membres se trouvant à proximité des projets d'énergie renouvelable auxquels elle a souscrit et qu'elle a élaborés. Ses actionnaires ou ses membres sont des personnes physiques, des petites et moyennes entreprises, des collectivités territoriales ou leurs groupements ;
- a pour objectif premier de fournir des avantages environnementaux, économiques ou sociaux à ses actionnaires ou à ses membres ou aux territoires locaux où elle exerce ses activités, plutôt que de rechercher le profit.

Le texte précise, en outre, que les CER sont autorisées à :

- produire, consommer, stocker et vendre de l'énergie renouvelable, y compris par des contrats d'achat d'électricité renouvelable ;
- partager, au sein de la communauté, l'énergie renouvelable produite par les unités de production détenues par ladite communauté ;
- accéder à tous les marchés de l'énergie pertinents, directement ou par l'intermédiaire d'un agrégateur.

En l'état, les dispositions relatives au CER entretiennent une confusion entre cette dernière et les opérations d'autoconsommation collective que le décret en Conseil d'État annoncé par le texte devrait toutefois dissipé.

Les réseaux fermés de distribution

L'article 167 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a autorisé le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant de la loi afin d'ajouter au Code de l'énergie un chapitre consacré aux réseaux fermés de distribution pour encadrer une pratique rendue possible par l'article 28 de la directive 2009/72/CE.

Issue de l'ordonnance n° 2016-1725 du 15 décembre 2016 relative aux réseaux fermés de distribution, les articles L. 344-1 et suivants du Code de l'énergie précisent la définition des réseaux fermés de distribution, leur régime juridique, les missions assignées au gestionnaire du réseau fermé de distribution et les sanctions applicables en cas de méconnaissance de ces dispositions.

L'article L. 344-13 du Code de l'énergie prévoit que les modalités d'application de ces dispositions sont définies par décret en Conseil d'État. À ce jour, ce décret n'a pas été pris.

Un projet de loi de ratification de l'ordonnance a été enregistré à la Présidence du Sénat le 15 février 2017.

Les réseaux intérieurs

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement est venue définir et autoriser la création et l'exploitation des réseaux intérieurs des bâtiments qui constituent une nouvelle catégorie de réseaux en sus des réseaux publics de distribution ou de transport d'électricité et des réseaux fermés de distribution d'électricité.

Il résulte désormais des articles L. 345-1 et suivants du Code de l'énergie qu'un réseau intérieur ne peut être légalement créé que si 4 critères sont respectés : le bâtiment à l'intérieur duquel le réseau sera créé doit i) être unique, ii) appartenir à un propriétaire unique, iii) être à usage principal de bureaux, iv) ne pas contenir de logements.

Le décret n° 2018-402 du 29 mai 2018 relatif aux réseaux intérieurs des bâtiments précise les conditions d'existence de ces réseaux ainsi que les droits et devoirs des propriétaires et gestionnaires d'immeubles de bureaux, des utilisateurs de ces réseaux ainsi que des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité.

La régulation du secteur électrique

La Commission de régulation de l'énergie (CRE)

La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000.

Les articles L. 131-1 et suivants du Code de l'énergie donnent une définition générale de la mission de la CRE, chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs importants : de proposition, consultatif et de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

La CRE propose en particulier aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité ainsi que le montant des contributions nettes qui s'y rapportent. Une fois publié le décret précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH, la CRE proposera également le prix de l'ARENH. Par ailleurs, il lui appartient, depuis le 7 décembre 2015, de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées d'évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité et du tarif de cession (sur lesquelles elle ne rendait jusque-là qu'un avis). La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions.

La CRE est dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) : elle transmet sa délibération motivée à l'autorité administrative, qui ne peut demander une nouvelle délibération qu'en cas de non-conformité aux orientations de politique énergétique. Au titre de son pouvoir réglementaire supplétif, la CRE prend également des décisions en matière de raccordement aux réseaux et de définition des règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'ARENH.

La CRE est également investie de pouvoirs d'information et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir communication de toute information qu'elle jugerait utile dans le cadre de l'exercice de ses missions, ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte lui donne, en outre, la faculté de faire contrôler les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions, aux frais des entreprises contrôlées.

La loi organique n° 2017-54 du 20 janvier 2017 relative aux autorités administratives indépendantes et autorités publiques indépendantes et la loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes et des autorités publiques indépendantes ont doté ces autorités, dont la CRE, d'un statut juridique commun. Ces lois fixent principalement les règles relatives au mandat de membres, à la déontologie des membres, au fonctionnement et à l'organisation de ces autorités et au contrôle parlementaire.

La loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 modifie la composition du collège de la CRE.

Cadre régulatoire

Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport d'Électricité (TURPE Transport)

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, le TURPE transport fait l'objet d'une décision motivée de la CRE. Le Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport d'Électricité (TURPE 5 HTB) est entré en vigueur au 1er août 2017 pour une période de quatre ans.

Ce tarif est fixé par la délibération de la CRE du 17 novembre 2016, publiée au Journal Officiel le 28 janvier 2017. Cette délibération applique une augmentation initiale de 6,76 % au 1er août 2017, suivie d'une évolution à l'inflation au 1er août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits). L'évolution tarifaire au 1er août 2019 s'est élevée à + 2,16 %.

La rémunération financière des actifs de RTE résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR), estimée au 1er janvier 2020 à 14 440 millions d'euros, par un taux de rémunération. Pour la période tarifaire actuelle, ce taux de rémunération est un taux nominal avant impôt de 6,125 %.

Concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-08 du 3 janvier 2003), voir la section 1.5.2.2.2 « Législation française : Code de l'énergie ».

Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de distribution d'Électricité (TURPE distribution)

Le chiffre d'affaires d'Enedis est constitué à plus de 90 % des recettes perçues au titre de l'acheminement de l'électricité. Le TURPE, en niveau et en structure, est établi par la CRE de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux efficaces.

La CRE a adopté le TURPE 5 bis HTA/BT par une délibération du 28 juin 2018.

Ce tarif est entré en vigueur au 1er août 2018 pour une durée d'environ trois ans. Il prévoit une évolution à l'inflation au 1er août de chacune des années 2019 et 2020 hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits.

Dans le cadre du TURPE 5 bis HTA/BT, la rémunération financière d'Enedis résulte de la somme de la rémunération sur actifs gérés (BAR rémunérée à 2,5 %) et de la rémunération des capitaux propres régulés (rémunérés à 4,0 %).

Par une délibération du 25 juin 2019, la CRE a fixé, en application des formules d'évolutions annuelles, l'augmentation moyenne du tarif au 1er août 2019 à + 3,04 %.

Régulation Linky

Le projet Linky, porté par Enedis, bénéficie d'une régulation spécifique sur la durée de vie des compteurs (20 ans), avec une base d'actifs régulés dédiée pour les compteurs mis en service entre 2015 et 2021 et le système associé.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a ainsi fixé un taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 %, auquel s'ajoute une prime additionnelle de 3 % assortie d'une régulation incitative relative au respect des coûts, des délais ainsi qu'à la performance du système, portant alors la rémunération de la base d'actifs à 10,25 %. Elle peut se traduire également par des malus ne pouvant cependant pas dégrader la rémunération nette en deçà d'un plancher fixé à 5,25 %. Comme le prévoyait la délibération du 17 juillet 2014, la régulation incitative de la performance du système sur les années 2020 et 2021 a été fixée par la délibération de la CRE du 19 décembre 2019.

En complément, un différé tarifaire destiné à assurer une neutralité tarifaire de Linky pour le client, conduit à décaler des recettes relatives à la période 2014-2022 vers la

période 2023-2030. Ce différé tarifaire, assorti d'une compensation des coûts de portage financier (fixés à 4,6 %), sera ainsi totalement apuré d'ici à 2030.

Au 31 décembre 2019, le différé est de + 1 297 millions d'euros (il s'agit d'une créance tarifaire d'Enedis vis-à-vis des utilisateurs du réseau, non reconnue au bilan du Groupe au 31 décembre 2019 en application du référentiel comptable en vigueur à ce jour).

Efficacité énergétique

Directive relative à l'efficacité énergétique

L'Union européenne a adopté le 25 octobre 2012 une directive relative à l'efficacité énergétique (n° 2012/27/UE). Cette directive, vise à permettre à l'Union européenne d'atteindre d'ici 2020 un objectif de 20 % d'économies d'énergie. Dans ce but, la directive renforce les dispositions de la législation européenne portant sur les services d'efficacité énergétique (n° 2006/32/EC) et la cogénération (n° 2004/8/EC).

La directive du 25 octobre 2012 comporte plusieurs dispositions susceptibles d'impacter les activités du groupe EDF, au premier rang desquelles l'obligation pour les États membres de réaliser chaque année un objectif d'économies d'énergie équivalent à une baisse annuelle des ventes d'énergie de 1,5 % par an cumulée sur la période 2014-2020, celle-ci pouvant prendre la forme d'une obligation de réduction des ventes pesant sur les distributeurs ou les fournisseurs d'énergie. La directive comporte également des dispositions relatives à l'information des clients sur leur consommation, à la promotion des services énergétiques, à la prise en compte de l'efficacité énergétique dans la production de chaleur et de froid ainsi que dans le transport et la distribution de l'énergie.

Dans le cadre du « Paquet Énergie Propre », la directive 2018/844 du 30 mai 2018, publiée au Journal officiel de l'Union européenne du 19 juin 2018, modifie la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, afin de renforcer les dispositions actuelles et d'en simplifier certains aspects. Elle devra être transposée par les États membres au plus tard le 10 mars 2020.

Audits énergétiques

Les articles L. 233-1 et suivants du Code de l'énergie (issus initialement de la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 qui a transposé en droit interne l'article 8-4 de la directive et modifiés dernièrement par la loi n° 2018-670 relative à la protection du secret des affaires) imposent aux grandes entreprises de réaliser au plus tard le 5 décembre 2015, puis tous les quatre ans, un audit énergétique de leurs activités exercées en France. Les seuils au-delà desquels les entreprises sont concernées, le périmètre de l'audit ainsi que les conditions à remplir par les auditeurs énergétiques sont fixés aux articles R. 233-1 et R. 233-2 et D. 233-3 à D. 233-9 du Code de l'énergie, complétés par l'arrêté du 24 novembre 2014 relatif aux modalités d'application de l'audit énergétique. Les entreprises qui mettent en œuvre un système de *management* de l'énergie certifié conforme à la norme ISO 50001 sont, sous certaines conditions, exemptées de cette obligation. Conformément à la réglementation, EDF a transmis son rapport d'audit à l'administration.

Certificats d'Économies d'Énergie

Au niveau national, le dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif triennal d'économies d'énergie qu'il répartit entre les personnes assujetties (dites les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles » par le biais d'un registre national des certificats (Registre emmy).

La troisième période du dispositif a débuté le 1er janvier 2015 et s'est achevée le 31 décembre 2017.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifie le dispositif des CEE pour la troisième période en ajoutant à l'obligation déjà prévue un dispositif complémentaire relatif aux économies d'énergie réalisées au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.

La quatrième période a débuté le 1er janvier 2018 et prendra fin le 31 décembre 2021, conformément à un allongement d'une année prévue par la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019.

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 relatif aux Certificats d'Économies d'Énergie (codifié aux articles R. 221-1 et suivants du Code de l'énergie) précise les modalités de mise en œuvre des Certificats d'Économies d'Énergie pour la quatrième période. Le texte fixe sur la période 2018-2020 le niveau global des obligations à 1 200 TWhc d'actions classiques et 400 TWhc supplémentaires à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Il s'agit d'un doublement par rapport à la troisième période.

Le décret n° 2017-1848 du 29 décembre 2017 (codifié aux articles R. 221-1 et suivants du Code de l'énergie) porte le plafond alloué aux programmes d'accompagnement à 200 milliards de kWh d'énergie finale cumulée actualisés.

La loi n° 2019-486 du 22 mai 2019 relative à la croissance et la transformation des entreprises modifie l'article L. 221-7 du Code de l'énergie. Désormais, les actions d'économies d'énergie réalisées dans les installations classées pour la protection de l'environnement mentionnées à l'article L. 229-5 du Code de l'environnement peuvent donner lieu à la délivrance de Certificats d'Économies d'Énergie.

Le décret n° 2019-975 du 20 septembre 2019 relatif aux modalités d'application du dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie pour les installations soumises à quotas d'émission de gaz à effet de serre prévoit alors les conditions dans lesquelles les actions d'économies d'énergie réalisées dans les installations soumises à quotas d'émission de gaz à effet de serre peuvent donner lieu à la délivrance de Certificats d'Économies d'Énergie.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, outre qu'elle augmente la durée de la quatrième période, comporte un chapitre relatif, notamment, à la lutte contre la fraude aux CEE. La loi vise à renforcer l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

1.5.2.1.3 Droit italien : le nouveau marché de capacités

Les grandes lignes

Le mécanisme de capacité en Italie a été lancé en 2019 : il a été validé le 14/06/2019 en tant qu'aide d'état par la Commission européenne (State Aid numéro SA.53821) jusqu'à fin 2028 ; ce mécanisme a fait l'objet d'un décret de mise en œuvre du ministre du Développement économique le 28/06/2019. Terna, le Gestionnaire de Réseau de Transport, en a défini les règles après consultation des acteurs, et les premières enchères ont eu lieu en novembre 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023.

Le mécanisme de capacité en Italie est un mécanisme « *Market Wide* » (qui rémunère toutes les capacités nécessaires au respect des critères de sécurité d'approvisionnement), avec enchères centralisées en *pay as clear*, des zones de prix en cas de congestions potentielles, des limites d'émissions de CO_2. La disponibilité des capacités est incitée notamment par un dispositif de *reliability option* précisé ci-dessous.

La Prime Fixe

Les capacités retenues sont rémunérées par une prime fixe annuelle exprimée en Euros/MW/an (payée à échéance mensuelle au cours de l'année de livraison). Les prix s'établissent par le croisement entre une courbe de demande établie par Terna, et la courbe des offres proposées par les acteurs lors des enchères.

Un prix plafond des offres soumises par les capacités existantes est fixé dans une fourchette allant de 25 000 EUR/MW/an à 45 000 EUR/MW/an (33 000 EUR/MW/an pour les années de livraison 2022 et 2023).

Un prix plafond pour les nouvelles capacités est fixé dans une fourchette allant de 75 000 EUR/MW/an à 95 000 EUR/MW/an (75 000 EUR/MW/an pour les années de livraison 2022 et 2023).

Les incitations à la disponibilité de capacités

Le dispositif de *reliability option* adopté par l'Italie se caractérise par une « obligation de remboursement » : les capacités retenues doivent payer à Terna la différence entre un prix de référence et un *strike price* prédéterminé, lorsque cette différence est positive, que la capacité soit disponible ou pas à ce moment.

Le prix de référence est fonction du prix de marché *day-ahead* et du prix de *balancing* (ajustement) de la zone de prix où se trouve la capacité. Le *strike price* est fixé au niveau du coût variable horaire standard de la technologie avec les coûts variables les plus élevés (c'est-à-dire la technologie de pointe). La technologie de pointe choisie par l'Autorité pour les années 2022 et 2023 est le OCGT (TAC à gaz) dont le coût variable de production s'élevait à 125 €/MWh en 2017.

Les limites d'émissions de CO_2

Les nouvelles capacités de production et les capacités de production rénovées ne peuvent participer au mécanisme de capacité que si elles n'émettent pas plus de 550 g de CO_2 d'origine fossile par kWh d'électricité. Les capacités de production existantes ne peuvent participer au mécanisme de capacité que si elles n'émettent pas plus de 550 g de CO_2 d'origine fossile par kWh d'électricité. Si cette limite n'est pas respectée, la capacité existante peut participer au mécanisme de capacité si elle s'engage à ne pas émettre plus de 350 kg de CO_2 d'origine fossile en moyenne par kWe installé, pour une année de livraison donnée.

1.5.2.1.4 Droit anglais : le nouveau marché de capacités

Voir paragraphe 1.4.5.1.1 Royaume-uni - Stratégie

1.5.2.2 Législation relative au marché du gaz

1.5.2.2.1 Législation européenne

Ce sont les directives n° 98/30/CE du 22 juin 1998 et n° 2003/55/CE du 26 juin 2003 qui ont constitué les principales étapes de l'ouverture du marché du gaz à la concurrence.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ont été définies par la directive n° 2009/73/CE du 13 juillet 2009 et par le règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

En application de ces textes, les codes réseaux relatifs aux mécanismes d'allocation des capacités (CAM) et aux règles d'équilibrage (*balancing*) sont officiellement entrés en vigueur, respectivement les 1er novembre et 1er octobre 2015. Le premier impose que les capacités aux points d'interconnexion entre réseaux de transport soient commercialisées en groupant la capacité de sortie du premier réseau, avec la capacité d'entrée dans le second réseau et en vendant ces capacités d'interconnexion sous forme d'enchères. Ce premier Code a été remplacé par un nouveau Code issu du règlement (UE) 2017/459 du 16 mars 2017. Le deuxième a pour objectif d'harmoniser les règles d'équilibrage sur les réseaux de transport.

Ces codes ont été complétés par un Code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz issu du règlement (UE) 2017/460 du 16 mars 2017.

1.5.2.2.2 Législation française : Code de l'énergie

La directive communautaire n° 2009/73/CE en date du 13 juillet 2009 a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie. Le Code de l'énergie est entré en vigueur le 1er juin 2011.

Accès aux réseaux de gaz naturel

Le Code de l'énergie prévoit que les clients, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

Clients

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Par une décision du 19 juillet 2017, le Conseil d'État a annulé le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif que le maintien de tels tarifs est contraire au droit de l'Union européenne. En effet, les TRV gaz ne remplissent pas les conditions posées par la directive 2009/73/CE et, plus particulièrement, ne poursuivent aucun objectif d'intérêt économique général. Cette décision n'a toutefois eu pour effet que d'annuler le décret contesté et non les dispositions réglementaires du Code de l'énergie relatives aux TRV gaz en vigueur depuis le 1er janvier 2016. En l'état, donc, les TRV gaz demeurent tant que le Premier ministre n'a pas procédé à l'abrogation de ces dispositions.

La loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 organise la fin des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel sont supprimés pour tous les consommateurs selon les échéances suivantes :

- pour les clients non domestiques : un an après la publication de la loi ;
- pour les clients domestiques, les propriétaires uniques d'un immeuble à usage d'habitation et les syndicats de copropriétaires : le 30 juin 2023.

La loi Énergie Climat prévoit par ailleurs que la commercialisation des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les nouveaux sites doit cesser au plus tard un mois après promulgation de la loi énergie climat. Le fournisseur historique ENGIE a annoncé mettre fin à la commercialisation du tarif réglementé à compter du 20 novembre 2019.

Les clients encore aux TRV à la date de leur suppression sont basculés en offre de marché chez le fournisseur historique.

La loi relative à l'énergie et au climat comprend en outre un dispositif permettant aux consommateurs domestiques qui ne trouvent pas d'offre de fourniture de gaz naturel de bénéficier d'une offre de fourniture de dernier recours ainsi qu'un dispositif de fourniture de secours se substituant à un fournisseur défaillant ou interdit d'exercer afin d'assurer la continuité de fourniture des consommateurs finals.

Ainsi, jusqu'à la date de fin de commercialisation des tarifs réglementés de vente, les clients domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an bénéficient à leur demande et sans condition des tarifs réglementés. Au-delà de la date de commercialisation, les nouveaux sites ne bénéficient plus des tarifs réglementés de vente et les contrats encore en vigueur seront supprimés selon les échéances prévues par la loi Énergie Climat (voir ci-avant).

Les consommateurs finals non domestiques consommant plus de 30 000 kWh ne sont plus éligibles à ces tarifs :

- pour les consommateurs non domestiques raccordés au réseau de transport, depuis le 18 juin 2014 ;
- pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 200 000 kWh par an, depuis le 31 décembre 2014 ;
- pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 30 000 kWh par an, depuis le 31 décembre 2015.

Fournisseurs

L'article L. 443-4 du Code de l'énergie qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre État en vertu d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

EDF est autorisé à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non résidentiels n'assurant pas de mission d'intérêt général par un arrêté du ministre délégué à l'Industrie du 14 septembre 2004 ainsi que, depuis un arrêté en date du 9 août 2005, les clients non résidentiels assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel et, depuis un arrêté du 15 juin 2007, les clients résidentiels.

EDF ne fournit ses clients qu'en offre de marché. Les tarifs réglementés de vente ne peuvent être proposés que par Engie et les ELD en charge de la fourniture de gaz.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

Depuis la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement, publiée au *Journal officiel* du 30 décembre 2017, les règles d'accès aux infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ont été modifiées, pour instaurer un cadre d'accès régulé, garantissant la couverture des coûts supportés par les opérateurs de ces infrastructures par le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. Les fournisseurs pourront souscrire des capacités de stockage *via* un système d'enchères, dont les modalités seront fixées par la CRE. Les obligations de détention de stocks de gaz naturel par les fournisseurs prévues antérieurement à l'article L. 421-4 du Code de l'énergie ont été supprimées.

Les décrets n° 2018-221 du 30 mars 2018 relatif à la constitution des stocks complémentaires de gaz naturel mentionnés à l'article L. 421-6 du Code de l'énergie et n° 2018-276 du 18 avril 2018 modifiant diverses dispositions de la partie réglementaire du Code de l'énergie relatives au secteur du gaz naturel ont modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie relative à l'accès au stockage souterrain de gaz naturel pour tenir compte des modifications législatives introduites par la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017.

L'arrêté du 9 mai 2018 relatif à la prise en compte des capacités de stockage souscrites dans un autre État membre de l'Union européenne pour l'application de l'article D. 421-12 du Code de l'énergie a abrogé l'arrêté du 31 juillet 2017.

Enfin, la CRE a mis en œuvre la réforme du stockage du gaz naturel par trois délibérations publiées le 22 février 2018 : délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel, délibération portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage et délibération portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF, délibération complétée à l'issue de la vente aux enchères des capacités de stockage, par la délibération de la CRE du 27 mars 2018 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

Contrôle et sanctions

Le Code de l'énergie confère au ministre de l'Économie et au ministre chargé de l'énergie ainsi qu'à la CRE un pouvoir de surveillance du marché du gaz. Le ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension de l'autorisation de fourniture du gaz naturel. La CRE peut

enquêter pour rechercher si des infractions au Code de l'énergie ont été commises (article L. 135-13 du Code de l'énergie).

1.5.2.3 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie

Inspiré des règles issues de la directive « Abus de marché » n° 2003/6/CE applicable aux marchés financiers (voir section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »), le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Ce règlement vise à prévenir les abus et les manipulations de marché sur les marchés de gros de l'énergie et à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés, afin notamment que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication de l'information privilégiée, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, a notamment pour mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché.

L'ACER recueille en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des transactions du marché de gros de l'énergie.

Enfin, les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la CRE en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

1.5.3 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le groupe EDF exerce ses activités, à la réglementation en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations, de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

1.5.3.1 Réglementation applicable aux installations thermiques en France

1.5.3.1.1 Réglementation applicable à la production thermique

Les activités de production thermique (THF) du groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE (voir section 1.5.3.1.2 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »). Ce parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la directive européenne n° 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et la directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (directive IED). Ces directives ont été transposées par plusieurs arrêtés, notamment l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW soumises à autorisation au titre de la rubrique 2910 et de la rubrique 2931 qui sera abrogé à compter du 20 décembre 2018. En effet, un décret n° 2018-704 du 3 août 2018 a modifié, à compter de cette date, l'intitulé des rubriques 2910 (Combustion), 2770 et 2771 (Incinération) ainsi que les seuils d'autorisation et de déclaration lesquels débutent à 1 MW au lieu de 2 MW précédemment. Il adapte le contenu du dossier d'enregistrement pour les installations de combustion. Par ailleurs, cinq nouveaux arrêtés du 3 août 2018 vont fixer, à compter du 20 décembre 2018, les prescriptions applicables aux installations de combustion (classées au titre des rubriques 2781-1, 2910, 2931 et 3110).

Des dérogations aux obligations relatives aux émissions dans l'air étaient possibles jusqu'au 31 décembre 2015. À compter de cette date, ce sont les plafonds et les dérogations issues de la directive IED précitée qui s'appliquent, avec notamment des problématiques spécifiques concernant les outils de production dans les DOM et les systèmes de secours, dont les niveaux de pollution nécessitent de négocier des dispositions adaptées. Les activités de production thermique sont également soumises aux dispositions de la directive Seveso 3 et à l'obligation de constitution des garanties financières (voir section 1.5.3.1.2 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »).

La directive n° 2015/2193/UE du 25 novembre 2015 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des installations de combustion moyennes qui devait être transposée au plus tard le 19 décembre 2017 a été transposée par le décret n° 2018-704 du 3 août 2018 modifiant la nomenclature des installations classées et certaines dispositions du Code de l'environnement. Cette directive établit des règles visant à limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxydes d'azote (NO_x) et de poussières en provenance des installations de combustion moyennes et à réduire les émissions atmosphériques et les risques que celles-ci sont susceptibles de présenter pour la santé humaine et l'environnement. Les installations concernées sont les installations de combustion d'une puissance thermique nominale égale ou supérieure à 1 MW et inférieure à 50 MW, quel que soit le type de combustible qu'elles utilisent. Cinq arrêtés modifiant la réglementation applicable aux installations de combustion relevant de la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement aux fins de la transposition de la directive 2015/2193/UE ont également été adoptés le 3 août 2018.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat encadre la sortie des énergies fossiles en prévoyant l'arrêt de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2022. En effet, la loi modifie l'article L. 311-5-3 du Code de l'énergie afin de prévoir la fixation par l'autorité administrative d'un plafond d'émissions applicable, à compter du 1er janvier 2022, aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles situées sur le territoire métropolitain continental.

1.5.3.1.2. Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

Installations concernées et principales obligations

Certaines installations exploitées en France par le groupe EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), codifiée dans le Code de l'environnement. Ces installations sont assujetties, selon la gravité des dangers ou inconvénients qu'elles peuvent présenter pour l'environnement et la santé humaine, à un régime de déclaration préalable, d'autorisation simplifiée (dit « d'enregistrement ») ou d'autorisation. Depuis le 1er mars 2017, pour les projets soumis à autorisation au titre des ICPE ou des installations, ouvrages, travaux et activités (IOTA) soumis à la législation sur l'eau, les deux procédures ont été fusionnées au sein de l'autorisation environnementale. Ce nouveau dispositif intègre, au sein du livre Ier du Code de l'environnement, un nouveau titre VIII intitulé « Procédures administratives » comportant un chapitre unique intitulé « Autorisation environnementale » et composé des articles L. 181-1 à L. 181-31 et R. 181-1 à R. 181-56.

La réglementation relative aux ICPE impose, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains. En application de l'article L. 516-1 du Code de l'environnement, la constitution de garanties financières est également exigée à l'égard de certaines ICPE soumises à autorisation (parmi lesquelles les installations Seveso) et à enregistrement. Les garanties financières, dont l'assiette et le montant varient selon les installations, sont destinées à sécuriser le financement des mesures prises en cas d'accident avant ou après la fermeture, et des opérations de surveillance, de mise en sécurité et de remise en état après fermeture. Elles ne couvrent pas les indemnisations dues par l'exploitant aux tiers qui pourraient subir un préjudice en lien avec l'activité exercée.

Le groupe EDF exploite des installations concernées par ce dispositif. Le décret n° 2015-1250 du 7 octobre 2015 relève le seuil d'exigibilité des garanties de 75 000 à 100 000 euros (article R. 516-1 du Code de l'environnement). Il prévoit également la constitution de garanties financières additionnelles par consignation à la Caisse des Dépôts, ainsi que la modification des modalités d'appel des garanties, en permettant notamment leur mobilisation dès l'ouverture d'une procédure de liquidation judiciaire.

Installations Seveso

Les ICPE dites « Seveso » sont soumises depuis le 1er juin 2015 aux dispositions de la directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »). L'entrée en vigueur de la directive Seveso 3 a eu pour effet d'intégrer dans le périmètre de la réglementation Seveso l'utilisation de substances dangereuses (issues du règlement CLP du 16 décembre 2008).

La directive Seveso 3 prévoit, en outre, des dispositions plus strictes concernant l'accès du public aux informations relatives à la sécurité, la participation au processus décisionnel et l'accès à la justice, ainsi que des améliorations relatives à la manière dont les informations sont recueillies, gérées, mises à disposition et partagées. Elle introduit également des normes plus sévères pour les inspections des installations. Ces dispositions sont transposées dans le Code de l'environnement aux articles L. 515-15 et suivant. Ces dispositions, complétées par deux décrets n° 2014-285 et n° 2014-284 du 3 mars 2014 et par un arrêté du 26 mai 2014, sont entrées en vigueur le 1er juin 2015.

Le décret n° 2015-1250 du 7 octobre 2015 a modifié les modalités de constitution des garanties financières applicables aux ICPE « Seveso », en permettant notamment à l'exploitant de plusieurs installations de mutualiser ces garanties. Un arrêté du 24 septembre 2018 fixant les règles de calcul et les modalités de constitution des garanties financières prévues par l'article R. 516-2-I du Code de l'environnement est venu fixer les modalités, à compter du 1er janvier 2019, de constitutions des garanties financières ainsi que la méthodologie de calcul des garanties mutualisées.

Installations soumises à la directive IED

La directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (dite IED) a révisé et refondu en un texte unique plusieurs textes existants, dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc.

Son chapitre 3 concerne EDF puisqu'il traite des installations de combustion que l'on trouve notamment dans les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence applicables sont fonction de la puissance thermique nominale des installations de combustion et du combustible utilisé. Cette directive, partiellement transposée en droit national par l'ordonnance n° 2012-7 du 5 janvier 2012 (codifiée aux articles L. 515-28 à L. 515-31 du Code de l'environnement), a pour effet d'élargir le champ d'application de la directive IPPC à de nouvelles activités, de renforcer la portée des meilleures techniques disponibles (MTD) sur lesquelles seront fondées les valeurs limites d'émission fixées, d'entraîner un réexamen périodique des conditions d'exploitation pour tenir compte de l'évolution des MTD et d'imposer, dans certains cas, la réalisation d'un « rapport de base » sur l'état des sols.

À compter du 20 décembre 2018, cinq arrêtés du 3 août 2018 fixent les prescriptions applicables aux installations de combustion classées au titre des rubriques 2781-1, 2910, 2931 et 3110. Enfin, un décret n° 2017-849 du 9 mai 2017 modifiant les dispositions réglementaires du Code de l'environnement relatives aux installations mentionnées à l'annexe I de la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles est venu simplifier les démarches administratives (notamment quant au contenu du dossier de réexamen) et rendre la mise en œuvre de la directive IED plus opérationnelle.

1.5.3.1.3 Gaz à effet de serre (GES)

Système d'échange de quotas

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne n° 2003/87/CE du 13 octobre 2003 dont la dernière modification résulte de la directive 2018-410 du 14 mars 2018 modifiant la directive 2003/87/CE afin de renforcer le rapport coût-efficacité des réductions d'émissions et de favoriser les investissements à faible intensité de carbone, et la décision (UE) 2015/1814 (« directive ETS »).

En France, la directive ETS a été transposée et codifiée aux articles L. 229-5, R. 229-5 et suivants du Code de l'environnement. Le Groupe a une obligation annuelle de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO_2 de ses installations. Pour respecter cette obligation, il peut, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus des projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe et mécanisme de développement propre).

En application de la directive ETS, la troisième période du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) a débuté le 1er janvier 2013. La règle pour le secteur électrique est la mise aux enchères des quotas, selon des modalités définies par le règlement n° 1031/2010/CE du 12 novembre 2010. Depuis cette date, EDF doit acheter l'intégralité de ses quotas. L'ordonnance n° 2019-1034 et le décret n° 2019-1035 du 9 octobre 2019 relatifs au système d'échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre (2021-2030) ont transposé la directive 2018-410 précitée. Ces textes refondent le système d'échange des quotas d'émissions de gaz à effet de serre notamment en ce qui concerne le champ des installations assujetties, les modalités de calcul des émissions, de surveillance et de contrôle des quotas, mais aussi s'agissant des autorisations administratives nécessaires. Il est à noter que les unités de secours des installations nucléaires de base ne bénéficient plus d'exemption.

Afin de soutenir le prix des quotas de GES sur le marché européen, le Parlement européen et le Conseil ont créé, par une décision n° 2015/1814 du 6 octobre 2015, modifiée par la directive 2018-410 précitée un mécanisme de « réserve de stabilité » qui permet de retirer du marché les quotas excédentaires. Ce mécanisme est entré en vigueur au 1er janvier 2019.

Bilan des GES

En application des articles L. 229-25 et R. 229-46 et suivants du Code de l'environnement (modifiés respectivement par l'ordonnance n° 2015-1737, la loi n° 2016-1087 du 8 août 2016 et le décret n° 2015-1738 du 24 décembre 2015), les entreprises de plus de 500 salariés doivent réaliser un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre et une synthèse des actions envisagées pour les réduire. L'article R. 229-46, tel que modifié par le décret du 24 décembre 2015 précité, précise que « *les groupes définis à l'article L. 2331-1 du Code du travail peuvent établir un bilan des émissions de gaz à effet de serre consolidé pour l'ensemble de leurs entreprises ayant le même Code de nomenclature des activités françaises de niveau 2* » et employant plus de 500 personnes. Ce bilan est public et mis à jour tous les quatre ans.

1.5.3.2 Réglementation applicable aux installations nucléaires de base

1.5.3.2.1 Installations nucléaires de base en France

La création des installations nucléaires de base (INB)

La création d'une INB est autorisée, après débat public et enquête publique sur la base d'un dossier de l'exploitant, par un décret du Premier ministre, pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et sur rapport du ministre chargé de la sûreté nucléaire. L'autorisation de mise en service est délivrée par l'ASN, après une consultation du public.

Les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, ainsi que les limites associées, qui découlent du décret d'autorisation de création sont fixées par décisions de l'ASN. La décision fixant les limites de rejets de l'installation dans l'environnement est soumise en outre à l'homologation du ministre chargé de la sûreté nucléaire.

D'autres prescriptions sont également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou des incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation et entreposés dans celle-ci.

Les règles de sûreté nucléaire et le contrôle des installations nucléaires de base

EDF, Framatome et Cyclife France sont soumis en France aux dispositions relatives aux installations nucléaires de base (INB) régies par les articles L. 593-1 et R. 593-1 (récemment créés par le décret du 14 mars 2019) et suivants du Code de l'environnement. Ces dispositions sont complétées par l'arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base (« arrêté INB ») ainsi que par des décisions réglementaires à caractère technique de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), qui sont soumises à l'homologation des ministres concernés.

La réglementation générale applicable aux installations nucléaires de base accorde la priorité à la protection de la sécurité, la santé et la salubrité publiques, la protection de la nature et de l'environnement (dits intérêts protégés).

En cours d'exploitation, l'article L. 593-18 du Code de l'environnement impose aux exploitants de procéder à un réexamen périodique qui consiste à examiner en profondeur, tous les dix ans, la conformité de leurs installations aux référentiels applicables, de remédier aux éventuels écarts détectés, d'en améliorer le niveau et de réaliser un examen approfondi des effets du vieillissement sur les matériels. L'exploitant adresse à l'ASN et au ministre chargé de la sûreté nucléaire un rapport comportant les conclusions de l'examen prévu à l'article L. 593-18. Les dispositions proposées par l'exploitant lors des réexamens au-delà de la trente-cinquième année de fonctionnement d'un réacteur électronucléaire sont soumises à enquête publique.

L'ASN, qui est une autorité administrative indépendante, est en charge notamment du contrôle des INB. À ce titre, il a été créé en son sein, une Commission des sanctions composée de conseillers d'État et de conseillers à la Cour de cassation, qui pourra prononcer des amendes administratives, pouvant aller jusqu'à 10 millions

d'euros. Cette Commission entrera en fonction dès lors que ses membres auront été désignés.

En outre, sont instituées des sanctions pénales en cas d'inobservation par un exploitant d'INB de ses obligations légales et réglementaires, telles que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation ou agrément.

La transparence en matière nucléaire

Les dispositions du Code de l'environnement portant sur les INB mettent également en place des mécanismes d'information des autorités et du public. À ce titre, tout incident ou accident, survenu du fait du fonctionnement d'une INB qui est de nature à porter une atteinte significative à la santé de la population ou à l'environnement, doit être déclaré dans les meilleurs délais par l'exploitant à l'ASN et à l'autorité administrative compétente.

De plus, il existe des instances tendant à une information du public comme notamment le Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (HCTISN) ainsi que la possibilité offerte à toute personne de demander directement à l'exploitant des informations sur les risques liés à l'exposition aux rayonnements ionisants et sur les mesures de sûreté et de radioprotection prises pour prévenir ou réduire ces risques. Enfin, il a été créé auprès de chaque CNPE, des Commissions Locales d'Information qui ont une mission de suivi, d'information et de concertation en matière de sûreté nucléaire, de radioprotection et d'impact des activités nucléaires sur les personnes et l'environnement.

Le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs

Le démantèlement d'une INB est prescrit par décret, pris après enquête publique et après avis de l'ASN. Ce décret prescrit les opérations de démantèlement, ses étapes, sa durée ainsi que l'état final visé. Une fois le démantèlement achevé, l'exploitant adresse à l'ASN une demande de déclassement présentant notamment l'état du site et des sols après le démantèlement, permettant, après décision de l'ASN soumise à homologation du ministre concerné, de sortir l'installation du régime des INB. L'article L. 593-25 du Code de l'environnement, issu de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a élevé au rang législatif le principe, mis en œuvre depuis le début des années 2000 par EDF, selon lequel le démantèlement doit intervenir dans un délai « *aussi court que possible* » après la mise à l'arrêt définitif et ce, dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-2 du Code de la santé publique et au II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement.

La gestion et le financement du démantèlement et des déchets radioactifs et les activités d'EDF sont soumis à la réglementation française relative à la gestion durable des déchets radioactifs. EDF assume la responsabilité des déchets radioactifs résultant de ses activités, en sa qualité de producteur desdits déchets. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs.

Le mode de gestion des déchets radioactifs en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité radiologique (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). La gestion des déchets, qu'ils soient radioactifs ou non, est encadrée par les articles L. 541-1 et suivants du Code de l'environnement ; les dispositions particulières à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs sont en outre prévues aux articles L. 542-1 et suivants du même code. Les exploitants des INB sont également soumis aux dispositions de l'arrêté du 7 février 2012 dit « INB » prévoyant notamment l'établissement de « zones à production possible de déchets nucléaires » conditionnant leur filière de gestion, ainsi qu'aux prescriptions réglementaires associées au Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) révisé tous les trois ans. Les dispositions à caractère financier figurent aux articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement qui définissent les modalités d'évaluation et de couverture des charges de démantèlement des INB, de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, ainsi que les charges de transport hors site. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne peuvent être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et doivent faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions est contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le ministre chargé de l'énergie, elle-même soumise à une Commission Nationale d'Évaluation du financement des charges de démantèlement des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et les modalités d'application des dispositions des articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement.

Un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux Commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et les choix retenus concernant la composition et la gestion des actifs. L'autorité administrative peut demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

La directive n° 2011/70/Euratom établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs, transposée par l'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire, constitue un socle de règles fondamentales en matière de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé pour les États membres de l'Union européenne, notamment basé sur les principes de minimisation du volume et de la nocivité des déchets radioactifs produits, et de protection de la santé des personnes, de la sécurité et de l'environnement. Ce texte présente notamment le stockage géologique profond comme l'option la plus sûre et la plus durable pour la gestion des déchets de Haute Activité à Vie longue et envisage la possibilité de créer des sites de stockage partagés entre plusieurs États, sur la base du volontariat.

La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger. La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-11 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés et, en particulier, fixe une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv sur douze mois consécutifs.

Les dispositions relatives au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines sont fixées dans le Code de la santé publique.

La réglementation en matière de radioprotection est issue de la transposition de la directive n° 2013/59/Euratom du 5 décembre 2013 par l'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 précitée, par deux décrets du 4 juin 2018 et leurs arrêtés d'application, dont certains sont à paraître.

La responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la convention de Paris. Ces deux conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et le Royaume-Uni (voir également section 2.1.2.6 « Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires »). La France est également Partie au protocole commun relatif à l'application de la convention de Vienne et de la convention de Paris qui établit une passerelle entre la convention de Paris, qui couvre les pays d'Europe de l'Ouest, et la convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires, qui couvre (entre autres) les pays d'Europe de l'Est.

La convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité pour les dommages nucléaires aux personnes et aux biens : elle est objective (même en l'absence de faute), limitée en montant et en durée, et canalisée sur l'exploitant nucléaire exclusivement.

En France, le montant de responsabilité de l'exploitant est fixé à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 70 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État sur le territoire duquel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 217,4 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles) ; au-delà de ce montant, les États membres adhérents à la convention de Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 372,6 millions d'euros.

La convention prévoit également une obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds. Le ministre chargé de l'économie contrôle le

respect par les exploitants français de cette obligation. EDF est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 2.1.2.6 « Assurances »).

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 mais ne sont toujours pas en vigueur. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation plus importants que les conventions d'origine, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnisables. L'État où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident. La définition de « dommage nucléaire » évolue, et prend en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certains autres préjudices résultant de la dégradation de l'environnement.

Protection des installations abritant des matières nucléaires

La réglementation sur la protection et le contrôle des matières nucléaires régie par l'article L. 1333-1 du Code de la défense a pour objet de détecter et prévenir la perte, le vol ou le détournement des matières nucléaires détenues dans des installations, ou en cours de transport, ou tout acte visant à les altérer, les détériorer ou les disperser.

Pour les CNPE, l'arrêté du 10 juin 2011, relatif à la protection physique des installations abritant des matières nucléaires dont la détention relève d'une autorisation, est basé sur la défense en profondeur des cibles, à savoir les matières nucléaires, les équipements ou les fonctions dont la défaillance ou l'endommagement engendrés par un acte de malveillance sont susceptibles d'entraîner des conséquences radiologiques. Ainsi, l'opérateur doit mettre en place plusieurs lignes de protection matérialisées par six zones (zones à accès contrôlé, zone vitale, zone interne etc.). Modifié par un arrêté du 15 septembre 2015, il permet désormais la mise en place de dispositifs de protection dangereux si l'évaluation des modalités de l'étude de sécurité prévue à l'article R. 1333-4 du Code de la défense révèle que les moyens mis en œuvre pour répondre aux objectifs de sécurité apparaissent insuffisants.

La loi n° 2015-588 du 2 juin 2015 relative au renforcement de la protection des installations civiles abritant des matières nucléaires, codifiée dans le Code de la défense, crée un dispositif pénal spécifique au délit d'intrusion dans ces installations. Pour la mise en œuvre de ce dispositif, le décret n° 2015-1255 du 8 octobre 2015 crée des zones nucléaires à accès réglementé (ZNAR) qui doivent être délimitées au sein de chaque installation. L'intrusion dans les ZNAR constitue un délit pénal puni d'un an d'emprisonnement et de 15 000 euros d'amende, avec une échelle de peine plus sévère en cas de circonstances aggravantes (trois ans de prison et 45 000 euros d'amende notamment lorsque l'infraction est commise en réunion et sept ans de prison et 100 000 euros d'amende notamment lorsqu'elle est commise avec l'usage ou la menace d'une arme). L'ensemble des arrêtés délimitant les ZNAR pour chacun des CNPE a été publié.

1.5.3.2.2 Installations nucléaires de base au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, la loi sur les installations nucléaires de 1965 (« NIA 1965 ») exige qu'EDF Energy détienne une licence de site nucléaire pour ses centrales nucléaires existantes et lui impose de se conformer à un certain nombre de conditions de licence. La condition de la « licence » 35 concerne le déclassement et exige qu'EDF Energy ait mis en place un plan de déclassement et qu'elle déclasse ses centrales nucléaires/gère ses déchets conformément à ce plan. La loi sur l'énergie de 2013, partie 3, et l'ordonnance de mise en œuvre correspondante, ont établi l'*Office for Nuclear Regulations* (« ONR ») en tant que régulateur britannique de la sûreté et de la sécurité nucléaire. Le plan de déclassement doit être approuvé par l'ONR qui peut exiger que le déclassement soit commencé et arrêté à tout moment. L'ONR et l'Agence de l'Environnement/SEPA sont responsables de la réglementation en matière de sûreté, de sécurité, d'environnement et de planification d'urgence qui s'appliquent aux sites nucléaires britanniques.

En ce qui concerne les nouvelles constructions nucléaires au Royaume-Uni, une licence de site nucléaire est obtenue en vertu de la loi sur les installations nucléaires de 1965 dès les premiers stades du développement des installations nucléaires et est requise lors de la mise en service, de l'exploitation et du déclassement. L'ONR, en collaboration avec l'Agence pour l'environnement, effectue également des évaluations de sûreté non spécifiques à un site sur les conceptions potentielles de centrales nucléaires, ce qui constitue un élément clé du processus d'autorisation. C'est ce qu'on appelle l'évaluation de la conception générique.

La loi de planification de 2008 (« PA 2008 ») réglemente le processus de planification des grands projets d'infrastructure, qui comprennent les nouvelles centrales nucléaires. La PA 2008 a créé les *Development Consent Orders* (« DCOs »), qui sont les autorisations requises pour construire une nouvelle centrale nucléaire au Royaume-Uni. Le processus d'obtention d'un DCO comprend l'obligation de réaliser une évaluation des incidences sur l'environnement, de mettre en place des mesures d'atténuation des effets sur l'environnement et de mener un certain nombre de consultations publiques.

L'article 45 de la loi sur l'énergie de 2008 (« EA 2008 ») impose à l'exploitant qui demande une autorisation pour une nouvelle centrale nucléaire au Royaume-Uni l'obligation de notifier par écrit, de préparer et de soumettre un programme de déclassement financé (« FDP ») au Secrétaire d'État. Le rôle du FDP est de s'assurer que les opérateurs ont mis en place des accords de financement sûrs pour couvrir l'ensemble des coûts de déclassement et leur part totale des coûts de gestion et d'élimination des déchets.

Règles relatives à la sûreté nucléaire et à l'inspection des installations nucléaires de base

Le Royaume-Uni a mis en œuvre la directive 2014/87/Euratom le 15 août 2017 en apportant des modifications aux guides d'évaluation technique et aux guides d'inspection technique de l'ONR, et en présentant une directive au titre de l'article 92 (1) de la loi sur l'énergie de 2013.

Au Royaume-Uni, l'ONR est chargé de la réglementation et de l'inspection des installations nucléaires et fonctionne sous le contrôle de l'ONR :

(1) La loi de 1974 sur la santé et la sécurité au travail (« HSWA 1974 »), qui définit les responsabilités d'EDF en matière de sécurité des travailleurs et du public ;

(2) La NIA 1965, qui exige des centrales nucléaires qu'elles détiennent une licence de site nucléaire et qu'elles se conforment aux 36 conditions de licence ;

(3) les règlements de 1999 sur les rayonnements ionisants (« IRR 1999 »), qui sont basés sur la directive sur les normes de base et qui prévoient la protection des travailleurs contre les rayonnements ionisants.

Lors de l'évaluation des mesures qui peuvent être nécessaires pour réduire les risques conformément à la HSWA 1974, l'ONR applique le critère selon lequel les risques doivent être réduits au niveau le plus bas raisonnablement possible.

La réglementation de la sûreté passe par l'ensemble de la responsabilité de l'ONR et son approche de la réglementation des installations nucléaires. Cela commence par l'examen et l'évaluation détaillés du dossier de sûreté de la conception et se poursuit tout au long de l'exploitation et du déclassement.

L'ONR utilise les pouvoirs qui lui sont conférés par la NIA 1965, les conditions d'autorisation des sites et la HSWA 1974 comme base de son régime de surveillance et d'application. L'ONR dispose de pouvoirs d'inspection étendus qui lui permettent d'inspecter les installations nucléaires, de demander des documents et de mener des enquêtes.

La NIA 1965 autorise l'ONR à accorder la licence au demandeur, à joindre des conditions de licence qui peuvent être modifiées ou révoquées. En particulier, l'ONR peut arrêter certaines opérations nucléaires ou révoquer la licence d'un site nucléaire. Plus couramment, l'ONR peut consentir à des actions particulières, approuver des arrangements ou exiger des changements/modifications des opérations. La peine maximale pour non-respect de la législation en matière de sécurité est une amende illimitée ou une peine d'emprisonnement pouvant aller jusqu'à deux ans pour les Directeurs.

Démantèlement des installations nucléaires

Au Royaume-Uni, EDF est soumise à la condition de *licence* 35 qui constitue la base des plans et programmes détaillés de déclassement exigés par l'ONR, mais ses besoins doivent être pris en compte avec d'autres dispositions légales telles que les règlements de 1999 sur les réacteurs nucléaires (évaluation de l'impact environnemental pour le déclassement) qui exigent une évaluation des impacts environnementaux du déclassement et des mesures d'atténuation qui doivent être mises en place afin de réduire les impacts environnementaux.

Le déclassement est généralement effectué par étapes, une autorisation distincte étant nécessaire pour passer à l'étape suivante. L'ONR peut exiger que le démantèlement soit commencé et arrêté à tout moment et doit approuver les plans de démantèlement pour chaque étape du démantèlement.

Déchets radioactifs

Au Royaume-Uni, la condition de *licence* 34 exige qu'EDF s'assure, dans la mesure du possible, que les matières radioactives et les déchets radioactifs ne fuient pas ou ne s'échappent pas.

L'Agence pour l'environnement réglemente l'élimination des déchets radioactifs des sites nucléaires sous licence dans le cadre du règlement de 2010 sur les permis environnementaux.

En 2006, le Comité pour la gestion des déchets radioactifs (CoRWM) a publié ses recommandations pour la gestion à long terme des déchets de haute activité. En réponse, le gouvernement britannique a établi que le stockage en couches géologiques profondes est la voie privilégiée pour les déchets de haute activité en Angleterre. Le gouvernement a défini le cadre de la gestion du stockage à long terme par stockage géologique, associé à un stockage provisoire sûr et sécurisé.

Le financement des activités de démantèlement et de gestion des déchets radioactifs

Au Royaume-Uni, dans le parc nucléaire existant, les coûts associés au déclassement et à la gestion du combustible irradié sont, sauf exceptions limitées garanties par le gouvernement britannique. Les coûts de démantèlement des huit centrales sont couverts par le Fonds des Responsabilités Nucléaires (NLF) conformément à l'accord de financement des responsabilités nucléaires. EDF Energy Nuclear Generation Ltd. est tenue d'effectuer des versements trimestriels au NLF selon les termes d'un accord de contribution.

Les exploitants potentiels de centrales nucléaires sont tenus de présenter dans leur PDD un plan de déclassement et de gestion des déchets (« DWMP »), qui détaille les plans chiffrés de l'exploitant pour faire face à ses obligations en matière de déclassement, de gestion et d'élimination des déchets, et un plan de financement (« FAP »), qui indique comment l'exploitant constituera des provisions financières pour faire face à ses obligations. Le chapitre 1 de la partie 3 de l'EE 2008 établit un régime qui régit le déclassement et le nettoyage des sites nucléaires, et énonce des dispositions détaillées relatives aux FDP.

Réglementation sur la radioprotection

Au Royaume-Uni, les Ionising Radiation Regulations 2017 (« IRR 2017 »), qui ont mis en œuvre la directive n° 2013/59/Euratom le 1er janvier 2018, sont basées sur les normes de sécurité de base et prévoient la protection des travailleurs et du public contre les rayonnements ionisants. L'IRR 2017 impose à EDF Energy l'obligation légale de veiller à ce que, pour tout travail impliquant des rayonnements ionisants, elle prenne toutes les mesures nécessaires pour limiter, dans la mesure du possible, l'exposition des travailleurs et des autres personnes aux rayonnements ionisants.

Responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires

Au Royaume-Uni, la responsabilité envers les tiers pour les dommages nucléaires est régie par la loi sur les installations nucléaires de 1965 (« NIA »). Cette loi transpose la Convention de Paris et la Convention complémentaire de Bruxelles dans le droit britannique.

Les chefs de dommages pour lesquels l'exploitant est responsable en vertu de la NIA 1965 sont les suivants :

- dommages corporels à toute personne ;
- dommages aux biens.

La responsabilité au titre du principe de canalisation est couverte par une assurance nucléaire obligatoire jusqu'à concurrence des limites financières prescrites.

L'ordonnance sur les installations nucléaires (responsabilité pour les dommages) de 2016 doit entrer en vigueur lorsque les protocoles d'amendement des conventions de Paris et de Bruxelles seront ratifiés. Lorsqu'elle sera en vigueur, elle modifiera l'ANI afin de rendre les exploitants responsables d'un niveau d'indemnisation plus élevé pour une catégorie plus large de demandeurs en ce qui concerne un éventail de dommages plus large qu'actuellement. Cela comprendra :

- **Une augmentation du montant de l'indemnisation** : Actuellement, pour les centrales nucléaires, il existe un plafond de 140 millions de livres sterling de responsabilité pour tout incident. Ce plafond passera à 700 millions d'euros, auxquels s'ajouteront 100 millions d'euros supplémentaires par an, pour atteindre 1,2 milliard d'euros.
- **Une catégorie plus large de demandeurs** : Actuellement, le régime ne s'applique que dans les pays qui sont parties à la Convention de Paris. Le champ d'application géographique de la Convention de Paris sera désormais étendu à tous les « territoires éligibles », ce qui inclut les pays non nucléaires (par exemple, l'Irlande) et les pays qui ont des accords de responsabilité équivalents et réciproques (par exemple, les États-Unis). Toutefois, cela n'empêchera pas les réclamations des pays d'origine et ne supprimera pas le risque que les tribunaux américains acceptent la compétence pour une affaire intentée contre un contractant américain.
- **Un éventail plus large de dommages** : Le régime actuel ne s'applique qu'aux dommages corporels et matériels. Les modifications prévoient trois nouvelles catégories de dommages : (i) les coûts des mesures de remise en état de l'environnement dégradé ; (ii) la perte de revenus découlant d'un intérêt économique direct dans toute utilisation ou jouissance de l'environnement ; et (iii) les coûts des mesures préventives et les pertes supplémentaires de dommages causés par ces mesures.

Il est d'usage dans l'industrie nucléaire britannique que les exploitants indemnisent certains fournisseurs contre le risque de responsabilité nucléaire, y compris lorsque la responsabilité est engagée par la faute du fournisseur. Cette indemnisation est exigée par les fournisseurs en raison des lacunes dans la protection offerte par le régime de responsabilité nucléaire aux tiers. Il s'agit d'une responsabilité qui ne relève pas de la NIA et qui n'est pas assurable (potentiellement jusqu'à un plafond illimité).

Protection des installations qui abritent des matières nucléaires

L'ONR est le régulateur britannique en matière de sécurité nucléaire. Au Royaume-Uni, il existe des règles de sécurité complètes qui sont énoncées dans les différents règlements et administrées par l'ONR. Les principaux règlements traitant des questions de sécurité nucléaire au Royaume-Uni sont les Nuclear Industry Security Regulations 2003, modifiés par les Nuclear Industries Security (Amendment) Regulations 2013.

Le Royaume-Uni tient compte des recommandations en matière de sécurité nucléaire formulées par l'Agence internationale de l'énergie atomique (« AIEA »). Le Royaume-Uni met l'accent sur une sécurité efficace et proportionnée et cherche à atteindre, voire à dépasser, les objectifs de protection physique de l'AIEA, en particulier :

(1) protection contre l'enlèvement non autorisé de matières nucléaires ;

(2) la localisation et la récupération des matières nucléaires ;

(3) protections contre les matières et les installations nucléaires.

Impact du Brexit sur le Traité Euratom

Le Royaume-Uni en quittant l'Union européenne ne sera donc plus partie au Traité Euratom. Les conséquences et les mesures prises pour traiter cette situation figurent au 1.4.5.1.1 – « Activités du Groupe au Royaume Uni – Stratégie ».

1.5.3.3 Réglementation applicable aux installations hydrauliques et aux autres installations d'énergie renouvelable

1.5.3.3.1 Réglementation applicable aux installations hydrauliques en France

Les installations hydrauliques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par l'État (pour les ouvrages dont la puissance est supérieure à 4,5 MW) ou d'autorisations préfectorales (pour les ouvrages de moins de 4,5 MW) (voir section 1.4.1.5.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique » concernant les concessions hydrauliques).

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises aux règles de fond de la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau, à la sûreté des zones situées à proximité, à l'aval des aménagements hydrauliques et au maintien, plus généralement, d'une gestion équilibrée de la ressource en eau (voir section 1.5.3 « Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF »).

Mise en concurrence des concessions hydrauliques

Le Code de l'énergie précise que l'octroi d'une concession d'énergie hydraulique est précédé d'une publicité et d'une mise en concurrence selon les modalités prévues par la troisième partie du code de la commande publique, sous réserve des dispositions prévues par le Code de l'énergie. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte est venue compléter le cadre juridique applicable aux concessions hydroélectriques en offrant la possibilité à l'État :

- de regrouper des concessions formant une « chaîne d'aménagements hydrauliquement liés », en fixant une nouvelle date d'échéance commune à l'ensemble des concessions concernées (articles L. 521-16-1 et L. 521-16-2 du Code de l'énergie) ;
- de créer des sociétés d'économie mixte (SEM) hydroélectriques constituées d'opérateurs privés et d'un pôle public (État, collectivités locales, etc.), actionnaires chacun à hauteur de 34 % minimum (articles L. 521-18 et suivants du Code de l'énergie) ;
- de prolonger certaines concessions en contrepartie d'investissements de la part des exploitants lorsque ces investissements sont nécessaires pour atteindre les

objectifs de la politique énergétique nationale (article L. 521-16-3 du Code de l'énergie).

Le décret du 27 avril 2016 relatif aux concessions d'énergie hydraulique, codifié dans le Code de l'énergie, a pour objet de mettre en œuvre les dispositions de la loi précitée du 17 août 2015 et de moderniser le cadre réglementaire des concessions hydroélectriques (notamment en précisant sur certains points la procédure d'attribution des concessions et en approuvant un nouveau modèle de cahier des charges).

Une disposition de la loi Énergie-Climat du 8 novembre 2019 a introduit la faculté d'utiliser une procédure de déclaration pour réaliser une augmentation de puissance, sous réserve du respect de plusieurs conditions, dont l'acceptation de l'autorité administrative.

Redevance annuelle

Conformément à l'article L. 523-2 du Code de l'énergie, les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-2 ou L. 521-16-3 du Code de l'énergie, font l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes issues de la concession, versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. Un plafond est fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque nouvelle concession ou concession renouvelée. L'article 69 de la loi n° 2015-1785 du 29 décembre 2015 de finances pour 2016 a expressément confirmé que cette nouvelle redevance est exclusive de l'application des redevances prévues par l'article L. 523-1 du même Code, qui s'appliquent aux concessions renouvelées avant 2006. Par ailleurs, la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019 a institué une redevance pour toute concession prorogée en application du troisième alinéa de l'article L. 521-16 du Code de l'énergie (concessions sous le régime des délais glissants), à compter du 1er janvier 2019. Le décret n° 2019-664 du 28 juin 2019 relatif à la redevance proportionnelle d'une concession d'énergie hydraulique prorogée en application de l'article L. 521-16 du Code de l'énergie (article R. 523-5 du Code de l'énergie) fixe l'assiette de cette redevance ainsi que son taux : 40 %.

Sécurité et sûreté des ouvrages

Le Code de l'environnement comporte, à ses articles R. 214-112 et suivants, des dispositions applicables à la sécurité et à la sûreté des ouvrages hydrauliques autorisés et concédés. Les barrages sont répartis en trois classes (A, B, C) en fonction de leurs caractéristiques, notamment leur hauteur et le volume de la retenue. Selon ce classement et le régime juridique de l'ouvrage, la réglementation impose à l'exploitant ou au concessionnaire un certain nombre d'obligations pour garantir leur sécurité et leur sûreté (notamment la réalisation et la mise à jour d'études de danger – voir section 1.4.1.5.1.2 « La sûreté hydraulique »). Le décret du 27 avril 2016 relatif aux concessions d'énergie hydraulique précité, comporte des dispositions destinées à unifier la réglementation, quel que soit le régime juridique de l'ouvrage. L'arrêté du 6 août 2018 fixant des prescriptions techniques relatives à la sécurité des barrages qui s'applique aux ouvrages autorisés comme aux ouvrages concédés édicte des exigences essentielles de sécurité applicables aux barrages. Selon les classes de barrages, l'entrée en vigueur des dispositions pour les barrages existants s'échelonnent entre le 31 décembre 2025 et le 31 décembre 2035.

Gestion équilibrée de la ressource en eau

La directive-cadre sur l'eau du 23 octobre 2000 fonde la politique communautaire dans le domaine de l'eau. Elle définit un cadre pour la gestion et la protection des eaux par grands bassins hydrographiques et fixe des objectifs pour la préservation et la restauration de l'état des eaux, notamment l'atteinte en 2015 du bon état écologique et/ou chimique des eaux.

En France, la directive a notamment été transposée par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui fixe des mesures visant à atteindre les objectifs de la directive. Ces derniers sont déterminés par bassins hydrographiques dans les schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE). Toutes les activités d'EDF susceptibles d'avoir des incidences sur l'eau et les milieux aquatiques doivent être compatibles avec les objectifs fixés dans les SDAGE.

La loi sur l'eau impose également une conciliation entre les différents usages de l'eau. La nécessaire gestion équilibrée et durable des ressources en eau a donc des incidences sur les titres d'exploitation des ouvrages hydroélectriques, mais également indirectement sur l'ensemble des activités d'EDF ayant une incidence sur les milieux aquatiques.

La directive-cadre sur l'eau du 23 octobre 2000 prévoit qu'elle soit réexaminée par la Commission, au plus tard 19 ans après son entrée en vigueur, soit en 2019. Cette directive a fait l'objet d'une consultation au premier trimestre 2019, au terme de laquelle se pose la question de sa révision

1.5.3.3.2 Réglementation applicable aux autres installations d'énergie renouvelable en France

1.5.3.3.2.1 Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables

Le Paquet Climat (dit « Paquet Énergie-Climat 2020 ») a été à l'origine d'un ensemble de mesures visant à assurer que l'Union européenne réalisera d'ici 2020 les objectifs de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES), d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et de 20 % d'énergies renouvelables (EnR) dans la consommation d'énergie. Le « Paquet Énergie-Climat 2030 », adopté le 24 octobre 2014, a fixé fixe de nouveaux objectifs pour 2030 : 40 % de réduction des émissions de GES par rapport à 1990, 27 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et une amélioration de 27 % des économies d'énergie. Le « Paquet Une Énergie Propre pour tous les Européens », adopté par la Commission européenne le 30 novembre 2016 a revu à la hausse ces objectifs en fixant à 32 % d'ici 2030 la part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique.

Dans la ligne de La directive n° 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables issue du « Paquet Énergie-Climat 2020 », la directive n° 2018/2001 du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables poursuit l'objectif de maintenir l'Union européenne en position de leader mondial dans les énergies renouvelables et de respecter ses engagements de réduction de GES dans le cadre des accords de Paris.

En ce sens, en application du règlement n° 2018/1999 du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, également issu du « Paquet Une énergie Propre pour tous les Européens », chaque État membre est tenu d'élaborer un plan décennal national énergie-climat sur la période 2021-2030 mettant en avant les actions mises en œuvre pour atteindre les nouveaux objectifs de 2030 concernant les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Sur la base de la programmation pluriannuelle de l'énergie et de Stratégie Nationale Bas-Carbone, la France a publié son projet de plan national intégré et énergie-climat en février 2019.

En droit interne, l loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit, en outre, un objectif à l'horizon 2030 de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie. Par ailleurs, la loi Grenelle 2 a créé des instruments de planification territoriale en vue de permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable. Parmi ceux-ci :

- les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), dont le régime juridique est fixé aux articles L. 222-1 à L. 222-3 et R. 222-1 à R. 222-7 du Code de l'environnement. Au 1er mai 2014, toutes les régions ont adopté leur SRCAE ;
- les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER), dont les articles D. 321-10 à D. 321-21 et D. 342-22 à D. 342-25 du Code de l'énergie précisent le contenu, les modalités d'approbation, la gestion des capacités d'accueil ainsi que les modalités financières de raccordement des producteurs d'électricité.

En outre, une ordonnance du 14 septembre 2011 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) a modifié le régime juridique des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération, fixé aux articles L. 314-14 et suivants du Code de l'énergie. Les modalités de mise en œuvre de ce nouveau régime ainsi que les modalités de désignation de l'organisme en charge de la gestion des garanties d'origine (délivrance, transfert, annulation) sont fixées aux articles R. 314-24 à R. 314-41 du Code de l'énergie. En tant que producteur et acheteur obligé d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, le groupe EDF est concerné par ces dispositions.

Enfin, l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, codifiée aux articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie, a modifié les dispositions applicables aux installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables afin d'assurer leur meilleure intégration au marché de l'électricité et de prévoir les dispositions techniques nécessaires à une meilleure intégration au système électrique des installations de production d'électricité raccordées à un réseau public de distribution, notamment les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

La loi Grenelle 2 contient également des dispositions dérogatoires favorables au développement des énergies marines, lesquelles ont été renforcées par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

En complément, l'article 18 de la loi n° 2014-1545 du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises habilite le Gouvernement à créer un régime d'autorisation unique dédié aux installations de production d'énergie renouvelable en mer situées sur le domaine public maritime et aux ouvrages de raccordement de ces

installations. Par ailleurs, le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 simplifie les procédures juridiques applicables aux projets d'énergies renouvelables en mer qui sont lauréats d'appels d'offres.

Enfin, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte institue au bénéfice des « *installations de production d'énergie d'origine renouvelable* » un délai de recours dérogatoire de quatre mois pour contester une autorisation, à compter respectivement soit de la publication de l'autorisation, soit de sa notification.

1.5.3.3.2.2 Réglementation applicable à la production de l'énergie éolienne

La construction d'éoliennes terrestres est soumise, en application des articles R. 421-1 et R. 421-2 du Code de l'urbanisme, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur égale ou supérieure à 12 mètres. Toutefois, l'autorisation environnementale accordée pour la réalisation d'un projet d'éoliennes terrestres dispense de permis de construire, conformément à l'article R. 425-29-2 du Code de l'urbanisme. Pour sa part, la construction d'éoliennes implantées sur le domaine public maritime est dispensée de permis de construire, conformément à l'article R. 421-8-1 du Code de l'urbanisme.

En outre, en application de la loi Grenelle 2, les éoliennes terrestres sont désormais soumises à la nomenclature des ICPE, sous le régime de l'autorisation ou de la déclaration (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ») au titre de la rubrique 2980 « Installations terrestres de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs ». Les éoliennes soumises à autorisation font l'objet d'une étude d'impact qui doit accompagner le dossier de permis de construire.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifie les règles relatives à la distance d'éloignement entre les éoliennes et les habitations : la distance minimale de 500 mètres est maintenue mais elle pourra être étendue au regard de l'étude d'impact contenue dans le dossier de demande d'autorisation. Elle institue également, à l'article L. 146-4 I du Code de l'urbanisme, des dispositions visant à faciliter l'implantation d'éoliennes terrestres dans les communes concernées par la loi « littoral ». Un décret doit en outre venir préciser les règles d'implantation des éoliennes vis-à-vis des installations et secteurs militaires, des équipements de surveillance météorologique et de navigation aérienne.

L'exploitant ou, en cas de défaillance, la société mère, est responsable du démantèlement des éoliennes et de la remise en état du site, en fin d'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité (articles L. 553-3 et R. 553-1 du Code de l'environnement). À cette fin, il doit constituer des garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

Les autorisations relatives aux ouvrages de production et de transport nécessaires au développement des projets éoliens en mer sont soumis à d'un cadre contentieux spécifique, aménagé par le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016. Le décret n° 2018-1054 du 29 novembre 2018 relatif aux éoliennes terrestres, à l'autorisation environnementale et portant diverses dispositions de simplification et de clarification du droit de l'environnement simplifie notamment le droit du contentieux applicable aux éoliennes terrestres.

1.5.3.4 Réseaux – en France

Exposition aux champs électromagnétiques (CEM)

En application de la loi Grenelle 2, le décret n° 2011-1697 du 1er décembre 2011 désormais codifié dans le Code de l'énergie impose au gestionnaire de réseau public de transport d'électricité de réaliser un contrôle régulier des CEM induits par les lignes électriques de transport d'électricité.

La loi n° 2015-136 du 9 février 2015 relative à la sobriété, à la transparence, à l'information et à la concertation en matière d'exposition aux ondes introduit une obligation d'information à la charge des personnes qui installent des équipements émetteurs de champs électromagnétiques dans les locaux à usage d'habitation. Cette obligation est susceptible de concerner certaines entités du groupe EDF.

1.6 Recherche et développement, brevets et licences

Les activités de Recherche & Développement (R&D) menées par le groupe EDF sont portées d'une part par la Direction Recherche et Développement – EDF R&D et d'autre part par certaines filiales du Groupe. Ces activités sont complémentaires et s'inscrivent dans la stratégie CAP 2030 du Groupe.

La R&D du groupe EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre les métiers du Groupe. Elle emploie plus de 2 700[(1)] collaborateurs dans le monde.

Les compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe : énergies renouvelables et stockage, réseaux, production nucléaire, thermique, hydraulique, *management* d'énergie, commerce et services, systèmes d'information, environnement. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes.

EDF R&D est à ce jour organisée autour de plusieurs sites situés en France et à l'international principalement en Allemagne, au Royaume-Uni, en Chine, aux États-Unis, à Singapour et en Italie.

Le centre principal d'EDF R&D, est implanté depuis 2016, à Palaiseau, sur le campus de Paris-Saclay. À fin 2019, la R&D d'EDF compte 1 868 collaborateurs en France ; 29 nationalités sont représentées.

La R&D du groupe EDF a pour missions principales d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe, en leur apportant son expertise de haut niveau et ses pratiques performantes, et de contribuer à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial pour atteindre cet objectif. Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes thématiques :

- la transition électrique ;
- la transition climatique ;
- la transition numérique et sociétale.

En 2019, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 713 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF, 523 millions d'euros ainsi que de celle conduite par certaines filiales en propre et principalement de Framatome, EDF Energy et Edison. C'est l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens.

Par ailleurs, 18 % du budget d'EDF R&D a été consacré en 2019 à la protection de l'environnement. Ces dépenses portent notamment sur la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

1.6.1 Les priorités de la R&D

La R&D du groupe EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle recherche, pour le compte des métiers, des solutions technologiques ou des modèles d'affaires innovants et économiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers, et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme par des actions d'anticipation de moyen et long termes. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel leader mondial des systèmes électriques décarbonés.

Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes thématiques, en cohérence avec le projet CAP 2030 :

- la transition électrique : l'électricité, surtout si elle est produite par des moyens peu émissifs en CO_2, va jouer un rôle majeur dans la décarbonation des usages finaux de l'énergie. Parmi ces usages, la mobilité électrique et les méthodes de production de chaleur innovantes sont des leviers importants de développement pour EDF ;
- la transition climatique : ce thème regroupe les sujets autour des moyens de production électriques d'EDF. Le groupe EDF, champion des énergies décarbonées, ambitionne que ses moyens soient le plus faiblement émetteurs de CO_2 possible et par conséquent fortement contributeurs aux objectifs climatiques des COP21 et 22 ;
- la transition numérique et sociétale : ce thème marque l'avènement des objets connectés et des outils numériques qui se développent de façon exponentielle depuis quelques années dans les univers domestiques et professionnels. Cette transition est indissociable d'une évolution très forte de nos modes de vie et de nos comportements vis-à-vis des usages de l'énergie.

Les travaux de recherche sur les réseaux qui interviennent pour Enedis sont réalisés dans le cadre d'un contrat de prestations de services, qui fixe des obligations permettant de garantir la protection des informations commercialement sensibles et le respect du principe d'indépendance de gestion du distributeur. Enedis mène par ailleurs un programme propre de R&D en toute indépendance. Ces travaux sont décrits au paragraphe 1.6.1.5.

1.6.1.1 La transition électrique

Le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables réparties, les évolutions technologiques (numérisation) ainsi que l'ouverture à la concurrence des marchés changent en profondeur le rapport entre les énergéticiens et leurs clients. Ils permettent à ces derniers d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie, au niveau individuel ou à l'échelle d'un territoire.

Les nouveaux contextes législatifs ou réglementaires européen et français avec le Clean Energy for All Europeans package, la SNBC et la PPE ainsi que les diverses incitations fiscales pour l'électrification des usages – soutien au développement du véhicule électrique, au remplacement des chaudières fioul par des pompes à chaleur – dessinent également un nouveau paysage énergétique.

Dans ce contexte, les enjeux des commercialisateurs et des filiales de spécialité du groupe EDF sont multiples et les objectifs fixés par CAP 2030 sont ambitieux en matière de services énergétiques :

- l'évolution de la gamme d'offres de prix pour l'électricité comme pour le gaz ;
- le développement des technologies *smart* : le déploiement des compteurs communicants ;
- l'évolution de la relation client, qui devient de plus en plus numérique, et avec des attentes clients plus exigeantes et des comportements modifiés ;
- l'émergence d'une attente des clients de pouvoir être acteurs de leur propre production d'électricité à travers l'autoproduction et de l'autoconsommation.

Des travaux sur de nouveaux usages pour l'électricité ont été réalisés, c'est notamment le cas au sein de la filiale EDF Energy avec le développement d'activités dans le domaine de la mobilité électrique.

L'année 2019 a également vu la poursuite de la mise sur le marché de nouvelles interfaces clients, exploitant des techniques liées à l'intelligence artificielle et à la réalité augmentée.

La dynamique de la transition énergétique fait émerger de nouveaux usages de l'électricité et de nouvelles attentes. En effet, des communautés énergétiques apparaissent : des villes ont émis le souhait optimiser les infrastructures et leur gestion (transport, traitement des déchets, bâtiments, production d'énergie, réseaux) et ambitionnent de devenir des *smart cities* ou « villes durables ».

En matière de mobilité électrique qui offre des perspectives de transformation profonde des modes de transport, le sujet du stockage sur batterie est clé. L'action de la R&D en la matière consiste, d'une part, à caractériser en laboratoire les performances et la sécurité des batteries et, d'autre part, à innover sur les technologies de rupture susceptibles d'améliorer fortement leur autonomie ou de réduire leur coût. La R&D étudie également les applications stationnaires de la seconde vie des batteries de mobilité (couplage aux énergies renouvelables, services système, etc.). À plus long terme, la R&D mène une démarche similaire sur les technologies hydrogène appliquées à la mobilité tant sur les électrolyseurs, les stations de charge que sur les piles à combustibles (*fuels cells)* pour le transport lourd ainsi que les véhicules légers.

La transition énergétique vers une économie décarbonée en Europe repose également sur la décarbonation des systèmes électriques. Ceci implique de relever de nouveaux défis :

- gérer la variabilité des sources de production issues d'énergies renouvelables et repousser leurs limites d'insertion dans les systèmes électriques ;

(1) Comptabilisés en ETP temps plein

- intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant le mix de production et les besoins en réseaux ;
- développer les infrastructures de réseaux de transport et optimiser les flux d'électricité en Europe ;
- optimiser les systèmes énergétiques décentralisés (demande active, production et stockage décentralisés etc.) en les intégrant dans les systèmes énergétiques à plus grande échelle ;
- adapter le pilotage des systèmes électriques pour faire face à une diminution de l'inertie du système électrique dans un contexte de recours croissant à l'électronique de puissance pour le raccordement des usages et des nouvelles sources de production.

L'évolution vers des systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*, constitue l'un des pivots de la transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires et sont, au-delà de l'intégration des énergies renouvelables et des nouveaux usages, aussi liés à la gestion des informations pour les différents utilisateurs du réseau et à la nécessité de maîtriser les coûts.

Les travaux de la R&D se déclinent en 3 grands axes :

- le premier axe vise à anticiper les impacts des transitions énergétiques et de l'émergence de systèmes énergétiques décentralisés sur le développement et la gestion des systèmes électriques ;
- le deuxième axe vise à améliorer la performance des réseaux électriques ;
- le troisième axe vise à gérer la mutation du système électrique vers les *smart grids* par l'intégration des énergies renouvelables variables et des nouvelles ressources distribuées comme le stockage et les infrastructures de recharges de véhicules électriques.

1.6.1.2 La transition climatique

Dans le domaine de la production centralisée, nucléaire, hydraulique et thermique, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour améliorer la sûreté des moyens de production, optimiser leur durée de fonctionnement et accroître leurs performances de production et environnementales. Trois objectifs majeurs sont prioritaires : pérenniser l'atout nucléaire du Groupe, développer les énergies renouvelables en réduisant leurs coûts et en accroissant leur insertion dans les systèmes électriques et améliorer l'acceptabilité environnementale de nos ouvrages de production.

1) Conforter et pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe

a. S'agissant d'EDF

La R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement.

Plus globalement, le groupe EDF (EDF et Framatome) est associé au CEA dans l'Institut Tripartite pour mener des actions de R&D. Dans ce cadre, les 3 partenaires ont lancé en 2017 la démarche « Initiatives pour l'Usine Nucléaire du Futur » structurée en briques technologiques qui servent à la fois le Parc en exploitation et le Nouveau Nucléaire. Plusieurs briques technologiques visent à acquérir et capitaliser la connaissance des mécanismes de vieillissement des composants ayant un impact sur la durée de fonctionnement des tranches nucléaires du groupe EDF.

Pour soutenir ces programmes, la R&D développe des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux, ainsi que les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication. EDF a lancé en 2017 ConnexLab à Saclay pour tester de nouveaux concepts d'exploitation et de maintenance. ConnexLab s'inscrit dans la démarche de transition numérique pour la Filière Nucléaire en associant EDF et sa filiale Framatome, le CEA, des Équipementiers, des Entreprises de maintenance et des Fournisseurs de modèles numériques.

Par ailleurs, la R&D contribue à l'avant-projet sommaire du réacteur SMR (*Small Modular Reactor*) appelé Nuward.

b. S'agissant de Framatome

Pour ce qui concerne l'activité de Chaudiériste nucléaire, les développements R&D chez Framatome ont notamment porté en 2019 sur :

- la mise à niveau des logiciels et méthodes de justification des réacteurs, utilisés pour établir les rapports de sûreté, en cohérence avec les évolutions de l'état de l'art international et les dernières demandes des Autorités de sûreté. On y trouve par exemple les calculs neutroniques de puissance des cœurs, et les analyses de comportement thermohydraulique en cas d'accidents (par exemple la perte de réfrigérant). Les faits marquants de l'année 2019 ont notamment été les progrès sur la validation par les équipes Framatome du nouveau logiciel de thermohydraulique accidentelle CATHARE 3, ainsi que l'atteinte de nouveaux jalons par le projet de chaîne de simulation neutronique avancée (« ODYSSÉE »), mené en partenariat avec EDF (livraison du code de thermohydraulique cœur, première version du code de couplage multiphysique). Cette chaîne, plus précise et plus productive, sera opérationnelle en 2022 pour la réalisation des études en support au dossier de sûreté EPR2 puis aux réévaluations de sûreté décennales du parc français. À signaler également des avancées significatives sur les méthodes de calcul thermohydrauliques par CFD (*Computational Fluid Dynamics*) notamment dans le domaine des études diphasiques (modélisation des phénomènes de trempe, flux critiques…) ou aérauliques (ambiance thermique, incendie…), en utilisant des solutions d'accélération des calculs (utilisation de métamodèles) ;
- le développement et l'amélioration continue des composants des réacteurs : cuve, structures internes, générateurs de vapeur, pompes primaires. Les progrès de cette R&D concernent la prise en compte des nouvelles exigences de la réglementation, et la capacité à justifier le comportement des équipements au-delà de leur durée de vie nominale (jusqu'à 60 ans). On note par exemple le développement de méthodes avancées de justification en mécanique de la rupture. Le soutien aux usines pour la conception des forgés de nouvelle technologie nécessaires aux fabrications de l'EPR2 a également commencé à donner des résultats concrets ;
- les gains en productivité des études d'ingénierie, par l'optimisation des processus d'études, ou de certains services ou équipements, et l'utilisation de techniques digitales avancées (déploiement de l'utilisation de la réalité virtuelle, utilisation de méta-modèles ou de méthodes d'apprentissage…) ;
- une contribution aux activités de développement de modèles avancés ;
- l'optimisation de la maintenance des centrales.

2) Appui au développement des énergies renouvelables

La deuxième priorité est celle de l'appui au développement des énergies renouvelables en France et à l'international. Celles-ci jouent un rôle grandissant dans le paysage énergétique européen et mondial, on le constate notamment par les principaux programmes de la R&D de Dalkia qui portent sur le développement de la part énergies renouvelables et de récupération dans le mix énergétique, en particulier dans les réseaux de chaleur. Des études d'opportunité sont en cours sur le développement des machines à absorption, le solaire thermique, les offres utilisant du gaz renouvelable. Les travaux engagés en 2018 sur les pompes à chaleur haute température avec la R&D d'EDF se poursuivent ainsi que ceux sur la récupération de chaleur dans des data centers décentralisés implantés chez nos clients.

S'agissant des énergies renouvelables, du stockage et de l'hydrogène, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique, industriel et les *start-ups*. Les énergies renouvelables et les solutions de stockage étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie, batteries électrochimiques volants d'inerties, batteries à flux, supercapacités, électrolyseurs, piles à combustibles (hydrogène), stockage thermique de chaleur et de froid.

À titre d'exemple, dans le domaine du solaire photovoltaïque, EDF Renouvelables a lancé des centrales innovantes qui sont en cours de prototypage expérimental, comme l'agri-photovoltaïque, le photovoltaïque flottant ou les centrales photovoltaïques bifaciales. Des outils de dimensionnement et de calcul des productibles photovoltaïques spécifiques sont en général développés en parallèle. Par ailleurs, des expérimentations en laboratoires permettent d'appréhender les modes de défaillance et les modes de dégradation des modules photovoltaïques, dont les technologies évoluent régulièrement.

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables et de stockage du groupe EDF.

3) Acceptabilité environnementale des ouvrages

La troisième priorité vise à améliorer l'acceptabilité environnementale de nos ouvrages de production. Le changement climatique, la baisse marquée de la biodiversité et les ressources limitées de la planète rendent légitime le choix d'EDF pour un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D ont pour but de :

- contribuer par son expertise scientifique et technique aux modalités de mise en œuvre de la réglementation ;
- justifier que nos installations de production sont au niveau des meilleures techniques disponibles à un coût économiquement acceptable et valoriser ces MTD dans les nouveaux projets ;
- connaître et maîtriser nos impacts sur les milieux aquatiques et terrestres, valoriser nos actions de progrès, limiter et valoriser nos sous-produits ;
- savoir anticiper et répondre aux évolutions du changement climatique, par exemple mieux connaître la robustesse des sources froides des centrales à l'horizon du changement climatique ; mais aussi étudier les perspectives d'évolution de la disponibilité de la ressource en eau liée à l'évolution du climat et des territoires ;
- contribuer à valoriser nos actions positives auprès des parties prenantes dans les territoires.

Ainsi depuis de nombreuses années, EDF s'est dotée d'équipes de recherche dédiées aux questions de la biodiversité. Depuis 2018 un programme de recherche ambitieux qui vise à développer des outils performants pour évaluer et maîtriser ses impacts sur la biodiversité a été lancé.

1.6.1.3 La transition numérique et sociétale

La transition numérique impacte l'ensemble du système électrique et est un levier essentiel des transitions électrique et climatique décrites précédemment. Le programme de recherche technologies de l'Information s'attache :

- d'une part à comprendre et anticiper les impacts pour les métiers du Groupe et les ruptures possibles provoquées par des technologies comme l'intelligence artificielle, l'Internet des objets, la téléphonie 5G, la cyber sécurité, les *blockchains,* le calculateur quantique, la réalité virtuelle… ;
- d'autre part à maintenir et à développer un écosystème transverse de calcul scientifique au service des études conduites par la R&D et les ingénieries.

Cette transition numérique est aussi synonyme de progrès : en effet, l'utilisation de techniques digitales avancées (déploiement de l'utilisation de la réalité virtuelle, utilisation de méta-modèles ou de méthodes d'apprentissage.) a permis notamment au sein de la filiale Framatome des gains en productivité des études d'ingénierie.

En outre, la mise en place d'une plateforme digitale, basée sur la technologie cloud, est en cours de déploiement au sein d'EDF Renouvelables. Elle est destinée à exploiter les données de production d'EDF Renouvelables, provenant des actifs de toutes ses géographies, sur le même *data lake*. Le but ultime est d'améliorer la production des actifs et de réduire les coûts d'opération – maintenance.

L'Intelligence Artificielle constitue un des axes prioritaires de recherche de la R&D, sous ses acceptions numérique et sémantique. La R&D a largement contribué à la diffusion de ses méthodes au sein des métiers à travers ses contributions à l'adoption des *data lakes*, au lancement des plateaux communs pour les *data analytics* et à la Task Force Groupe IA. L'IA est en effet un enjeu essentiel pour les métiers :

- côté production d'électricité, elle permet de valoriser des décennies de données industrielles pour revisiter les stratégies de maintenance, construire des outils de diagnostic capitalisant sur l'historique des aléas, et élaborer des jumeaux numériques fonctionnels pour faciliter le pilotage des installations ;
- côté *management* de l'énergie, elle sert les besoins de plus en plus complexes d'optimisation et de prévision, requises par la montée en puissance des énergies renouvelables, de la mobilité électrique, des systèmes énergétiques locaux et du trading de l'électricité ;
- côté réseau de distribution, elle facilite la planification de la maintenance, la modélisation et la résilience aux risques naturels et le pilotage des réseaux intelligents ;
- côté relation clients, l'Intelligence Artificielle est utilisée pour améliorer l'expérience client, l'efficacité opérationnelle, et la performance commerciale. Par exemple, grâce à ses travaux de digitalisation des études de performance chez ses clients industriels, Dalkia a lancé son offre « Dalkia Analytics powered by Metron ». Cette offre vise à analyser les flux énergétiques et leurs interactions avec les process des clients pour leur proposer des solutions à haute valeur ajoutée d'amélioration des performances. Dalkia a également développé son offre autour du BIM Exploitation qui s'ouvre sur le bâtiment *Ready-to-Service*.

Un autre exemple de forte contribution de la R&D à l'incubation d'une nouvelle technologie numérique concerne les *blockchains.* Deux ans après le lancement de ce projet à la R&D, on compte désormais plusieurs expérimentations dans le Groupe, dont plusieurs projets pilotes. Sous l'impulsion d'une Task Force *Blockchains* Groupe, un « *Blockchain* Lab » assure une expertise de « bout en bout », du conseil à l'exploitation d'applications *blockchains* intégrées au SI, mais aussi d'une politique industrielle et de partenariats adaptés aux enjeux et à l'état de maturité de ces technologies.

Pour soutenirla transition numérique, la R&D investit dans des supercalculateurs puissants qui sont indispensables aux études de simulation de la physique mais aussi pour les modèles d'apprentissage automatique d'intelligence artificielle.

Les énergies sont également, plus que jamais, au cœur des enjeux des sociétés modernes, avec des questions autour de la disponibilité de celles-ci, de leurs impacts climatiques, environnementaux, économiques et géopolitiques, de la résilience des systèmes énergétiques, et de l'accès de tous à l'énergie. La transition énergétique a pour horizon 2050 et imposera pour les trente années qui viennent un rythme de changement très fort du côté des usages, un changement tant technique et industriel que des modes de vie et de consommation. L'enjeu de la neutralité carbone pourrait induire des changements sans précédent des grands systèmes qui structurent nos vies. Il est donc essentiel d'anticiper les conséquences sociétales et sociales de ces évolutions, en lien avec les dynamiques indépendantes aujourd'hui à l'œuvre dans la Société. La R&D développe des outils spécifiques pour appréhender ces enjeux sociétaux et dispose de chercheurs en sciences humaines et sociales pour comprendre ces évolutions :

- le laboratoire des tendances est un dispositif exploratoire, multidisciplinaire et collaboratif, qui appréhende les tendances sociétales, identifie des champs de veille et des questions qui font débat pour le groupe EDF. Enfin, il approfondit certains thèmes émergents ou structurants ;
- le Design Lab met l'expérience d'usage au cœur de sa démarche. Il pratique les différentes formes de design (industriel, information, service, stratégique) pour concevoir des propositions et solutions industrielles ;
- les relations étroites nouées avec l'écosystème d'innovation (start-ups, fab lab…) permettent enfin d'envisager de nouvelles pratiques de co-innovation.

1.6.1.4 Les partenariats d'EDF R&D

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D noue de nombreux partenariats dans le monde avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux du groupe EDF et de compléter ses champs de compétences internes.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes tant au niveau national qu'international.

En France, la R&D a mis en place des accords-cadres avec les grands organismes publics de recherche. En 2019, l'accord-cadre avec le CNRS, premier partenaire de la R&D tant par le nombre que par le volume de contrats, a été renouvelé pour une période de 5 ans. La R&D a également mis en place depuis plusieurs années une quinzaine de laboratoires communs avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par différents guichets nationaux ou européens. Chaque laboratoire commun est l'occasion de créer une équipe mixte autour d'une problématique scientifique et technique partagée, dans le but de créer de la valeur, de l'expertise et de la connaissance pour tous les partenaires, et constitue un atout pour participer à des projets coopératifs. La R&D soutient également quelques chaires d'enseignement et de recherche ciblées.

Dans le domaine de la R&D nucléaire, l'accord tripartite entre le CEA, EDF et Framatome a fait l'objet d'un renouvellement en 2017. Cette collaboration s'organise au sein d'un Institut Tripartite qui vise à accroître la coordination des programmes de R&D entre partenaires et à disposer de programmes définis en référence à des objectifs, notamment industriels, explicités au travers des briques technologiques de l'Usine Nucléaire du Futur.

La R&D est également présente au sein des Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du Programme d'Investissements d'avenir tels que l'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF), France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer, ou encore Vedecom sur la mobilité électrique.

Le groupe EDF est également à l'initiative de ConnexITy, un programme de R&D ayant pour objectif de rapprocher grâce au numérique les acteurs de la filière nucléaire afin de simplifier l'exploitation, la préparation des chantiers et la conception des centrales.

EDF est aussi membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia pour le nucléaire ou EASE pour le stockage.

Par ailleurs, plusieurs partenariats s'insèrent dans l'écosystème du Campus de Paris-Saclay tels que SEIDO, un laboratoire commun de recherche entre EDF et Telecom ParisTech sur l'Internet des objets et la cyber-sécurité pour les systèmes électriques, ou encore le laboratoire commun Finance et Marchés de l'Énergie avec Dauphine, l'ENSAE et l'École polytechnique, etc.

La R&D d'EDF a également mis en place un centre international de recherche sur le vieillissement des matériaux, le MAI pour Material Ageing Institute, regroupant, aux côtés d'EDF, la plupart des grands exploitants nucléaires mondiaux.

Sur le plan de sa présence à l'international, depuis le début des années 2000, EDF dispose d'un centre de recherche en Allemagne – EIFER – en collaboration avec le *Karlsruhe Institute of Technology* (KIT). Ce centre se consacre principalement à la production décentralisée (pile à combustible, hydrogène), aux villes et territoires durables, à la géothermie et aux biofuels.

EDF Energy R&D UK consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique, notamment avec l'université de Strathclyde dans le domaine des renouvelables ainsi qu'avec l'université de Manchester, l'Imperial College, le National Nuclear Laboratory (NNI) ou l'université de Bristol dans le domaine du nucléaire. Le centre est un appui direct pour le développement des activités des *business units* d'EDF Energy que ce soit dans le domaine du nucléaire existant (extension de durée de vie des réacteurs AGR, déconstruction), et dans les nouveaux projets avec la mise en place d'une antenne à Bristol pour soutenir le projet HPC notamment sur les problématiques environnementales du site. Le centre est également pleinement mobilisé, dans le *digital* clients ou les projets éoliens *offshore* dont il est le centre de référence pour tous les projets du Groupe en France et à l'international.

Le centre basé à Pékin est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille portant sur les réseaux intelligents, ou les installations nucléaires (voir section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »). Le centre s'est réorganisé en 2019 pour être fortement en appui aux ambitions définies dans le plan stratégique 2025 d'EDF Chine et de ses *business units*. Il en est ainsi dans les domaines de la ville durable et plus largement des projets locaux multi-énergies alliant électricité, biomasse, réseaux de chaleur et de froid. Il est également en appui de la nouvelle entité de développement dans les énergies renouvelables établie en Chine.

Aux États-Unis, le secteur R&D et Innovation est l'un des plus importants et dynamiques au monde. Le Groupe dispose depuis plusieurs années d'un centre de R&D et Innovation, installée dans la Silicon Valley, qui accompagne le développement aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe. Les domaines d'activité de ce laboratoire couvrent notamment l'analyse des tendances technologiques et digitales, le market design et l'évaluation de nouveaux modèles d'affaire pour le Groupe aux USA.

À Singapour, le centre de R&D se consacre principalement à la promotion et à la mise en œuvre du savoir-faire du Groupe dans le domaine de la ville durable et à porter les différentes offres du groupe. Le Lab Singapour a bénéficié pendant toute l'année 2019 du retour d'expérience de son démonstrateur micro-grid à coût compétitif et à énergie renouvelable sur l'île de Semakau au large de Singapour,

1.6.1.5 La R&D d'Enedis

Le programme de R&D et d'innovation d'Enedis a pour objectif de répondre aux principaux défis du gestionnaire de réseau de distribution. Il contribue à l'élaboration d'une vision de long terme et à l'identification des ruptures technologiques et des nouveaux services attendus tout en concevant des solutions industrielles concrètes dans des délais maîtrisés. Il est articulé autour de deux grandes thématiques : améliorer la performance industrielle et faciliter la transition énergétique.

Les travaux menés pour améliorer la performance industrielle sont organisés suivant les axes suivants :

- innover pour garantir la performance dans la durée d'un actif industriel indispensable à tous ;
- développer l'intelligence des réseaux ;
- inventer le technicien 3.0 ;
- adapter la relation clientèle à la révolution numérique.

La partie du programme visant à faciliter la transition énergétique est organisée suivant les axes suivants :

- faciliter l'intégration des EnR et des nouveaux usages, tout en garantissant la sûreté du système électrique ;
- faciliter le développement de la mobilité électrique ;
- préparer les solutions de gestion des données ;
- accompagner les projets des « *smart* territoires ».

1.6.2 Politique de propriété intellectuelle

La propriété industrielle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences.

EDF a la volonté de renforcer son portefeuille de propriété industrielle dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué par des brevets ainsi que par des logiciels enregistrés et des savoir-faire formalisés.

Brevets

Fin 2019, le portefeuille d'EDF (EDF et Enedis) comprend 682 innovations brevetées et protégées par 1933 titres de propriété en France et à l'étranger.

Le renforcement du portefeuille de brevets est prioritaire. Il a pour but de faciliter les coopérations de R&D, d'apporter une protection au développement des activités d'EDF, de contribuer à l'image externe d'EDF, de renforcer la motivation des chercheurs et de mieux valoriser les inventions.

En 2019, EDF a déposé 61 demandes de brevets [(1)] (59 en 2018).

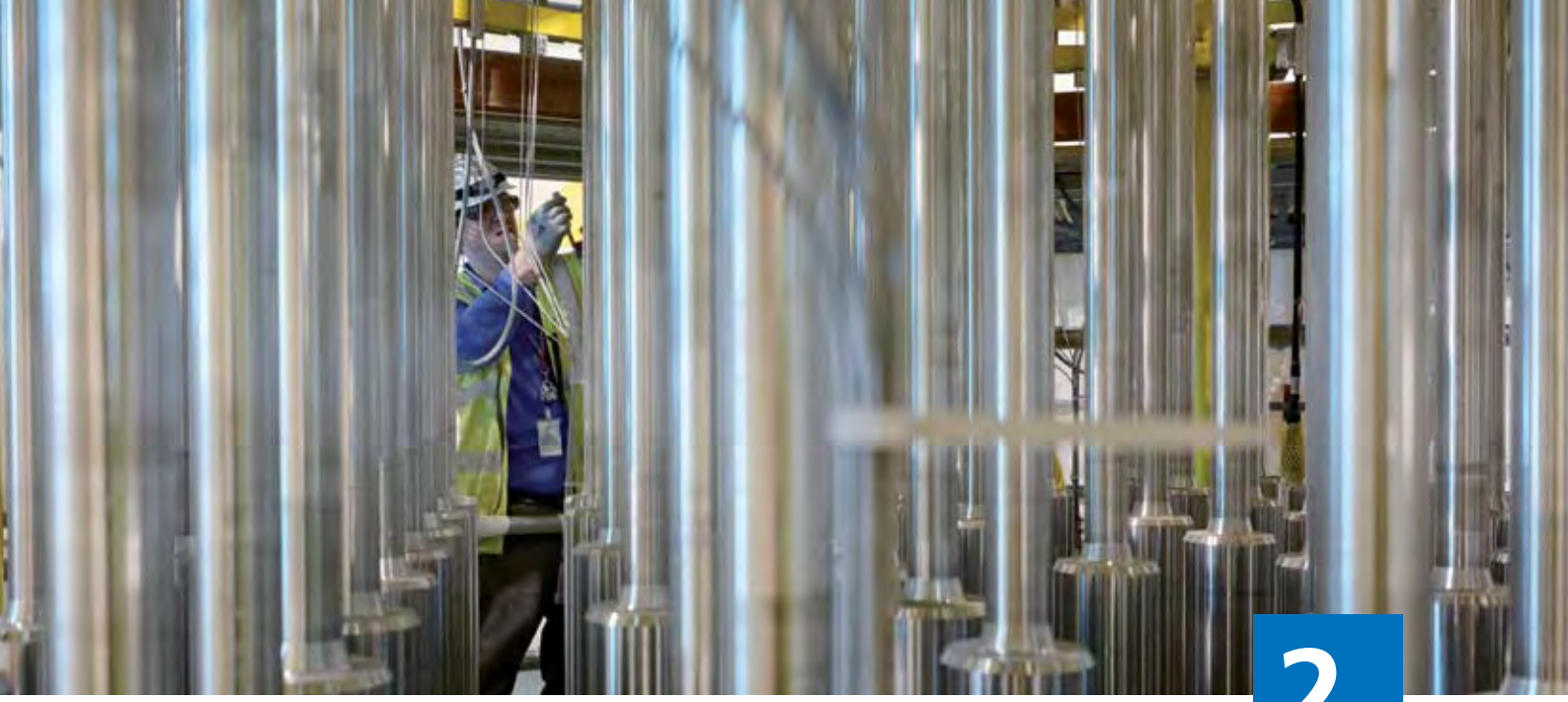
Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de 90 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi, cette marque, les noms de domaines Internet et les logos EDF font l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque « EDF », la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque « EDF ».

Le Groupe a également déposé de nombreuses autres marques, en particulier celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

Le portefeuille de marques du groupe géré par EDF à fin 2019 compte environ 548 dénominations, protégées par plus de 1 384 titres, hors portefeuille propre des filiales.

(1) Il est précisé qu'Enedis a déposé quatre demandes de brevet.



2.

Facteurs de risques et cadre de maîtrise

SOMMAIRE

2.1. Gestion des risques et maîtrise des activités 104

2.1.1 Environnement de contrôle 104

2.1.2 Focus sur la 2e ligne de maîtrise : dispositifs de contrôle transverses 105

2.1.3 Focus sur la 3e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe 110

2.1.4 Les contrôles externes 110

2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé 110

2.2.1 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques 112

2.2.2 Risques financiers et de marché 115

2.2.3 Transformation du Groupe et risques stratégiques 117

2.2.4 Performance opérationnelle 118

2.2.5 Risques spécifiques aux activités nucléaires 122

2.2.6 Impacts du coronavirus sur les facteurs de risques 127

La section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités » décrit les dispositifs de maîtrise des risques et des activités s'appliquant à l'ensemble du Groupe.

La section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé », décrit les risques les plus importants auxquels le Groupe estime être exposé, en tenant compte de sa spécificité.

2.1. Gestion des risques et maîtrise des activités

Cette section présente les dispositifs de maîtrise des activités (contrôle interne) et de gestion des risques s'appliquant à l'ensemble du Groupe, en soulignant les nouveautés de 2019. Ces dispositifs s'inscrivent dans le cadre défini par le corpus des politiques Groupe. Ils obéissent aussi aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatif à la gestion des risques et au contrôle interne (publié le 22 juillet 2010). Ils s'appuient enfin sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO-2013.

2.1.1 Environnement de contrôle

Cadre : le corpus des politiques Groupe

Le groupe EDF a organisé depuis 2017 la maîtrise des activités et des risques autour des politiques Groupe, validées et signées par le Comex. Ce corpus définit l'ensemble des exigences pérennes et transverses à mettre en œuvre dans l'ensemble des entités et filiales du Groupe. Il traite de l'ensemble des thèmes transverses communs à l'ensemble du Groupe. Des mises à jour régulières permettent d'adapter les exigences aux évolutions réglementaires ou aux orientations stratégiques.

Finalités du dispositif de maîtrise

Le dispositif de maîtrise des activités et des risques du Groupe, défini dans la politique « Principes de fonctionnement, Maîtrise des Risques et Contrôle Interne » a pour finalités :

- d'identifier et réinterroger périodiquement le panorama des risques majeurs et opportunités susceptibles d'impacter les objectifs du Groupe, de manière à s'assurer de l'existence et de la mise sous contrôle de plans d'actions pertinents et efficaces ;
- d'assurer en permanence :
  - la conformité aux lois et règlements,
  - le bon fonctionnement des processus et des projets,
  - la fiabilité des informations financières et extra-financières,
  - le respect des politiques Groupe,
  - et la maîtrise des activités et des risques de toute nature.

Principes de mise en œuvre

Les principes fondamentaux de mise en œuvre sont fondés sur le modèle des trois lignes de maîtrise :

- 1ère ligne de maîtrise : chaque *manager* à tout niveau, est responsable : d'identifier et de maîtriser les principaux risques liés à ses activités, de s'assurer de cette maîtrise pour les missions qu'il a lui-même confiées à ses collaborateurs, d'adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés et d'en rendre compte de façon formelle et régulière à son propre *manager* au moyen d'autoévaluations ;
- 2e ligne de maîtrise : les fonctions d'appui définissent les exigences communes à l'ensemble du Groupe et animent leur mise sous contrôle. Leur contribution à la maîtrise des activités du Groupe est précisée en section 2.1.2. Parmi elles, les fonctions risques et contrôle interne assurent l'animation du dispositif global de maîtrise et l'élaboration des rapports à destination des instances de gouvernance du Groupe ;
- 3e ligne de maîtrise : le dispositif d'audit, indépendant, permet de vérifier la pertinence et l'efficacité des dispositifs de maîtrise des activités et des risques des entités du Groupe, de vérifier la maîtrise des principaux processus transverses et projets majeurs du Groupe, et plus généralement, de vérifier le niveau de contrôle des risques du Groupe (voir la section 2.1.3).

L'ensemble des dispositifs fondés sur les trois lignes de maîtrise permet d'apporter aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une « assurance raisonnable » quant à l'identification et la couverture des principaux risques.

1ère ligne	**Entités opérationnelles**	• Respectent les exigences des politiques Groupe • Mettent en place des contrôles de 1er niveau adaptés à leurs risques et enjeux • Réalisent des cartographies des risques et des auto-évaluation annuelle de leur dispositif de maîtrise • Mettent en œuvre des plans d'actions de progrès et de traitement des risques
2ème ligne	**Directions fonctionnelles support**	• Définissent et actualisent les politiques transverses Groupe • Mettent en place des contrôles de 2er niveau organisés au sein de leurs fonctions • Analysent la fiabilité des auto-évaluations des entités • Coordonnent les plans d'actions de progrès et de traitement des risques de leur fonction
3ème ligne	**Audit interne**	• Evalue de manière indépendante l'ensemble du dispositif • Fait des recommandations que les entités doivent intégrer en actions de progrès • Fournit aux instances de gouvernance l'assurance raisonnable de l'efficacité de l'ensemble du système (intégrant notamment les 1ère et 2ème lignes)

Périmètre

Concernant le périmètre contrôlé (hors filiales gestionnaires d'infrastructures régulées), ces finalités et principes sont mis en œuvre par les entités ou filiales dirigées par des membres du Comex, qui s'assurent elles-mêmes de leur mise en œuvre dans les entités ou filiales qu'elles contrôlent.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales gestionnaires d'infrastructures régulées et participations significatives), les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance s'assurent de la mise en place d'un dispositif de maîtrise des activités et des risques, d'une information régulière sur la cartographie des risques, le contrôle interne et les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils peuvent également s'assurer de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit d'entité périodique. Les principes applicables font l'objet d'une adaptation pour les gestionnaires d'infrastructures régulées afin de garantir le respect des obligations relatives à leur indépendance de gestion.

Les instances de pilotage

L'organisation de la Direction Générale d'EDF est définie en section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ». Chaque membre du Comité exécutif a la responsabilité de déployer toutes les actions nécessaires à la maîtrise des risques de son périmètre.

Le Comité des risques

Le Comité exécutif se réunit au moins deux fois par an en configuration Comité des risques au cours duquel il examine notamment la cartographie des risques du Groupe, le bilan des activités du contrôle interne et les activités d'audit (programme annuel, résultats). Il identifie les risques prioritaires du Groupe, partage leur stratégie de traitement et désigne les membres du Comité exécutif qui en sont les « sponsors ».

Le Comité des Engagements du Comité exécutif Groupe

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, le Comité des engagements du Comité exécutif [1] (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements et/ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.1.2.3 « Approbation des engagements »).

2.1.2 Focus sur la 2e ligne de maîtrise : dispositifs de contrôle transverses

La deuxième ligne est composée de l'ensemble des fonctions d'appui du Groupe (Achats, Communication, Développement Durable, Éthique et Conformité, Finance, Immobilier, Juridique, Ressources Humaines, Risques, Sécurité du Patrimoine, Services Généraux, Systèmes d'Information, Gestion de la donnée). En particulier, ces fonctions d'appui ont pour charge d'animer et coordonner la mise en œuvre des politiques Groupe.

À noter : les aspects relatifs aux ressources humaines du Groupe, incluant notamment la maîtrise des risques relatifs à la santé et la sécurité des salariés et des prestataires, sont détaillés dans la section 3.3.3 du document d'enregistrement universel.

2.1.2.1 La cartographie des risques et le rapport de maîtrise des activités et des risques

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (53 entités en 2019 couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel sur la maîtrise de ses activités et de ses risques réalisé à partir d'une autoévaluation incluant la description de ses actions de progrès. Chaque rapport donne lieu à un engagement signé du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et sur les actions engagées.

Ce rapport inclut notamment le contrôle interne, le *reporting* de sécurité du patrimoine et le *reporting* d'éthique et conformité.

La partie relative à l'éthique et la conformité répond aux exigences de la politique Éthique et Conformité Groupe, incluant : le dispositif d'alerte éthique, la prévention du risque de corruption (contrôle d'intégrité des relations d'affaires, encadrement des cadeaux et invitations) ; la déontologie financière (prévention du risque de blanchiment et financement du terrorisme, prévention des abus de marché, et conformité au règlement EMIR [2]) ; la prévention des manquements au droit de la concurrence ; la prévention des conflits d'intérêts ; la conformité aux règles de protection des données personnelles ; la lutte contre la fraude ; la lutte contre le harcèlement et la discrimination ; le devoir de vigilance ; la conformité aux réglementations sectorielles (réglementation REMIT [3] sur intégrité et transparence de marchés d'énergie, réglementations concernant les biens à double usage) ; la conformité aux programmes de sanctions internationales.

La partie relative à la sécurité du patrimoine répond aux exigences de la politique Sécurité du patrimoine face à la malveillance, incluant : la sécurité des personnes en déplacement à l'international, la sécurité du patrimoine matériel, et la sécurité du patrimoine immatériel (identification, classification et protection des informations sensibles).

Outre ces thèmes, les autoévaluations rendent compte plus généralement de la maîtrise de l'ensemble de leurs activités « métiers » et de l'ensemble des exigences des autres domaines transverses recensées dans les politiques Groupe, en cohérence avec leur cartographie des risques. Au sein du groupe, 90 % des entités redevables d'un rapport d'autoévaluation « risques & maîtrise des activités » déclarent être dotées d'un PCI (plan de contrôle interne) qui définit un ensemble de contrôles mis en œuvre annuellement.

Enfin, les autoévaluations rendent compte de la maîtrise des exigences relatives au contrôle interne comptable et financier, en cohérence avec le cadre de l'AMF (voir section 2.1.2.4 « Fiabilité de l'information financière, contrôle interne comptable et financier »).

Cartographie des risques des entités

Les entités produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune à l'ensemble du Groupe. La démarche de construction de la cartographie des risques des entités repose sur :

- le principe de responsabilité du *management* évoqué à la section 2.1.1 « Environnement de contrôle » ;
- une typologie des risques incluant les risques internes ou externes, opérationnels ou stratégiques ainsi que les opportunités ;
- une méthode d'évaluation qualitative de l'impact, de la probabilité et du niveau de maîtrise de chaque risque ;
- la description de plans d'actions de traitement des risques et l'évaluation de leur efficacité.

De nombreux échanges entre la Direction des Risques Groupe et les entités ont pour but de réinterroger la pertinence des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

Méthodes et Outils : En appui des démarches risques et contrôle interne, plusieurs documents méthodologiques et outils sont mis à disposition des entités :

- un guide méthodologique d'analyse de risque et un progiciel (SIGR) à l'appui des cartographies des risques des entités ;
- un guide de contrôle interne, une trame détaillée d'autoévaluation et une plateforme numérique de partage et de synthèse des autoévaluations.

Cartographie des risques Groupe

Sur la base de ces *reportings*, complétés par un examen croisé avec la Direction de l'Audit interne, la Direction des Risques du groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs incluant le bilan d'ensemble du contrôle interne et permettant aux Dirigeants et aux organes de gouvernance de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour des risques majeurs et de leur niveau de contrôle [4]. Ces documents font l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration après examen par le Comité d'audit.

Le Comité des risques identifie, au sein de la cartographie des risques du Groupe, un ensemble plus restreint de « risques prioritaires », sélectionnés pour leur importance opérationnelle ou stratégique.

(1) La composition du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif.
(2) European Market Infrastructure Regulation (EMIR) : règlement européen sur les infrastructures de marché.
(3) Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) : règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie.
(4) La cartographie des risques du Groupe inclut notamment les risques environnementaux et les risques liés au changement climatique (risques physiques et risques de transition). Ces risques sont décrits à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » ; la réponse stratégique concernant les défis du changement climatique est décrite à la section 3.3.2 « EDF, entreprise responsable à l'égard de l'environnement ».

2.1.2.2 Le programme Éthique et Conformité Groupe

La Direction Éthique et Conformité Groupe met en œuvre le programme Éthique et Conformité Groupe à partir des référentiels suivants (voir section 3.1 « EDF, entreprise responsable ») :

- la politique Éthique et Conformité Groupe (PECG), validée par le Comité exécutif le 17 mai 2016, qui réunit les principales règles que les Dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités. La PECG est complétée par des notes d'instruction et des guides supports destinés à appuyer son déploiement dont notamment le contrôle d'intégrité des relations d'affaires, la déontologie financière, la protection des données personnelles, la lutte contre la fraude, l'encadrement des cadeaux et invitations et la prévention des conflits d'intérêts. La PECG est la référence supra à la charte éthique Groupe et au code de conduite éthique et conformité, actualisable au gré des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit ;
- la Charte éthique Groupe construite autour des trois valeurs du Groupe (Respect, Solidarité, Responsabilité) qui définit les exigences devant guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien. Une version actualisée de la Charte qui datait de 2013 a été déployée dans tout le Groupe à partir de mars 2019 ;
- le code de conduite éthique et conformité publié le 1er juin 2017 et décliné dans les règlements intérieurs des entités qui constitue le document d'enregistrement universel en matière de prévention de la corruption et s'applique à tous les salariés (exigences de la loi Sapin II) ;
- le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF qui permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe d'effectuer un signalement conformément à la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique. Ce même dispositif d'alerte est également ouvert aux tiers pour les thématiques relevant de la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre ;
- des actions de formation et de sensibilisation à l'attention des dirigeants, *managers*, salariés, personnels exposés au risque de corruption et un accompagnement du réseau des Responsables éthique et conformité d'entités (REC) dans leurs missions.

2.1.2.3 Approbation des engagements

La politique Engagements du groupe EDF fixe le cadre des décisions d'engagements en termes de pilotage, de gouvernance et de contrôle. Cette politique s'applique à tous les projets d'engagement, quel que soit leur montant pour l'ensemble des entités d'EDF et des filiales, hors filiales régulées et dans le respect de la gouvernance des sociétés cotées.

Avant chaque décision d'engagements, les projets proposés sont accompagnés d'une analyse de risques selon un référentiel méthodologique à disposition de l'ensemble du Groupe. Les projets stratégiques (au-delà des seuils définis dans la politique Engagements) sont examinés par le Comité des engagements (CECEG).

Les projets d'engagements sont examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit aux sections 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » et 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2019 ».

Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée et supervisés par le Comité des cessions afin de préserver confidentialité et réactivité.

2.1.2.4 Fiabilité de l'information financière – contrôle interne comptable et financier

Organisation de la maîtrise des risques financiers

Le groupe EDF a organisé la maîtrise des risques financiers autour des fonctions suivantes :

- **Pilotage de la Performance, *reporting* :**
  - contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe, en animant les plans de performance du Groupe et en challengeant les mesures mises en œuvre par les entités et métiers. À cette fin, la Direction Financière met en place un ensemble d'indicateurs de pilotage adaptés au modèle économique de chaque activité du Groupe ;
  - contribuer au suivi du budget au travers de revues de performance généralisées dans les directions et filiales contrôlées ;
  - réaliser des revues de portefeuille et des analyses d'optimisation économique et financière ;
  - élaborer et diffuser des méthodes et processus de gestion financière, développer la culture de gestion au sein du Groupe ;
  - piloter les processus du cycle de gestion, en assurer la synthèse et proposer des arbitrages aux directions et filiales ;
  - élaborer les trajectoires financières à moyen et long terme.
- **Comptabilité :**
  - établir les comptes sociaux d'EDF et les comptes consolidés du Groupe ;
  - assurer la conformité de la comptabilité *via* des référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes ;
  - animer le dispositif contrôle interne comptable et financier du Groupe, selon un dispositif détaillé ci-après.
- **Fiscalité :**
  - garantir la cohérence des pratiques fiscales dont les exigences sont détaillées dans la politique Fiscalité Groupe ; les dispositions précises en la matière sont abordées dans la section 3.3.1.2.3 « Transparence fiscale » de ce document ;
  - s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille sur le sujet ;
  - s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
  - identifier et maîtriser les risques fiscaux du Groupe.
- **Financement et Investissements :**
  - coordonner l'ensemble des actions inhérentes au bilan et au résultat financier du Groupe avec notamment pour objectif de maîtriser l'exposition des actifs de couverture, de la dette, et de l'ensemble du bilan du Groupe aux risques financiers ;
  - gérer les investissements et les opérations d'acquisitions et de cessions ainsi que les actifs dédiés cotés ou non. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille ;
  - instruire les projets d'investissement présentés en CECEG pour anticiper les impacts et fiabiliser les trajectoires financières sur le bilan et les comptes de résultat du Groupe, tels que définis par la politique Engagements ;
  - assurer le financement du Groupe selon la politique Financement, Trésorerie et Maîtrise des risques financiers ; vérifier la bonne application des principes de la politique (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque). Le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie est réalisé par la Direction des Risques Groupe.

La politique Financement, Trésorerie et Maîtrise des risques financiers demande à l'ensemble des entités du Groupe une identification continue et systématique des risques financiers (en particulier : liquidité, taux, change, contrepartie). La Direction des Risques Groupe exerce un contrôle de 2e niveau de ces risques *via* :

- la vérification de la bonne application des principes de la politique (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque) ;
- le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement et à pas hebdomadaire est en place. Le Comité marchés (instance qui réunit la Direction Financement et Investissements et la Direction des Risques Groupe) vérifie et examine trimestriellement, le cas échéant, les demandes de dérogations aux cadres de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits financiers.

La politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des Actifs Dédiés d'EDF s'applique au portefeuille des Actifs Dédiés dont la gestion est assurée par la Direction Financière. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille.

Référentiels

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF (le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés voir chapitre 6 « États financiers ») sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'International Accounting Standards Board (IASB), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2019. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont précisées dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontée à la Direction Financière du Groupe sont définis dans la politique *Reporting* Comptable et Financier. Les dispositions spécifiques de contrôle interne sont décrites dans l'instruction Groupe « Contrôle Interne Comptable et Financier », et les objectifs de contrôle à mettre en œuvre dans les entités sont précisés et mis à jour chaque année dans le Guide de Contrôle Interne du Groupe. Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, ils sont nommés et évalués conjointement par le *management* opérationnel et le *management* de la filière Contrôle de Gestion. Un réseau de correspondants des Directions Opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène entre les différentes entités du Groupe.

Chaque Directeur Opérationnel et Fonctionnel d'EDF s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de Contrôle Interne du domaine Comptable et Financier, sur les objectifs d'amélioration pour la période à venir et sur la sincérité et l'exhaustivité de l'information comptable dont il a la responsabilité par l'établissement d'une lettre d'engagement adressée au Directeur Comptabilité et Fiscalité Groupe. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable et fiscale du Directeur Comptabilité Fiscalité Groupe s'appuyant sur les différents éléments d'évaluation (résultats des contrôles internes, indicateurs du tableau de bord de la qualité comptable, lettre d'attestation de conformité des comptes du CSP2C, actions spécifiques) pour mettre en avant les progrès réalisés et déterminer les actions d'amélioration à engager ou à poursuivre. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. En ce qui concerne les filiales, chaque entité juridique est responsable de la mise en œuvre de l'instruction Groupe Contrôle Interne Comptable et Financier.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par la Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique. Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, co-contrôlées ou sous influence notable revêtant un caractère significatif. Le caractère non significatif des participations rentrant potentiellement dans le périmètre de consolidation est examiné régulièrement et soumis annuellement à l'appréciation des Commissaires aux comptes.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document d'enregistrement universel (URD) pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les Directions d'EDF et les filiales permettent de préparer ces arrêtés comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations etc.) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat permet d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les résultats.

Les prévisions et le réalisé de gestion sont élaborés au moyen d'un référentiel unique partagé et d'outils communs entre la comptabilité et la gestion. Ce dispositif contribue à la cohérence du pilotage du Groupe et facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation. Les comptes sociaux annuels sont clos le 31 décembre de l'exercice, arrêtés par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Les comptes sociaux semestriels résumés sont clos le 30 juin de l'exercice, puis arrêtés par le Conseil d'administration. La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Division Combustible Nucléaire, Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, Direction Projets Déconstruction et Déchets et Direction Dirigeants Talents Formation *Managers* pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au Centre de Services Partagés Comptabilité & Conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires qui tient par ailleurs la comptabilité transactionnelle de certaines filiales France. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions Opérationnelles ou Fonctionnelles, du CSP2C ou le cas échéant des opérateurs comptables situés dans les métiers opérationnels et de la Division Comptabilité Consolidation.

Des réunions sont organisées au pas trimestriel avec les Directions d'EDF pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

2.1.2.5 La gestion de crise et continuité d'activité

Comme les tempêtes Klaus (2009), Xynthia (2010), Amelie (2019) en France métropolitaine, ou Irma (2017) dans les Antilles, ou comme les épisodes de grand froid (hiver 2017) ou de canicule (été 2019), des catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), des variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (pandémie, accident industriel majeur dans le monde, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe. En cas d'événement exceptionnel, les mesures prises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe. Ainsi, par exemple, l'épidémie de coronavirus apparue en Chine en décembre 2019 est susceptible d'affecter la santé des salariés et prestataires , les opérations et des projets ainsi que la situation financière du Groupe (voir section 2.2.6 ci-dessous).

Pour faire face à ce risque, EDF a défini une politique de gestion de crise prenant en compte l'implantation territoriale du Groupe et l'importance de l'activité électrique du Groupe dans l'économie. Cette politique « Gestion de crise et continuité d'activité », définit les principes d'organisation et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des parties prenantes ;
- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires ;
- à s'assurer de l'existence de plans de continuité d'activité au sein de chaque entité ;
- à vérifier la mise en œuvre d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble. En 2019, l'organisation de gestion de crise a été renforcée sur la partie crise cyber, avec notamment la création d'un CERT EDF et la mise en place d'une permanence spécifique cyber.

2.1.2.6 Assurances

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

Organisation

La Division Assurances Groupe est responsable, dans le respect notamment de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, de l'élaboration de la politique Assurances du groupe EDF et de l'organisation de sa mise en œuvre dans l'ensemble du Groupe, afin d'optimiser continuellement le coût global de ses risques assurables [1].

Ses missions sont :

- d'analyser en continu la couverture des risques du groupe EDF en liaison avec la Direction des Risques Groupe : approche par métiers, par entités, par projets ;
- d'établir les règles qui permettent, sur l'ensemble du périmètre du Groupe, de couvrir tous les risques qui doivent et peuvent l'être, ainsi que d'en optimiser le coût global et d'en maîtriser la volatilité ;
- de veiller à la promotion et à la mise en œuvre de ces règles sur l'ensemble des entités du Groupe, par les moyens appropriés, et dans le respect des règles de gouvernance ;
- de développer et piloter les outils nécessaires pour accomplir les missions ci-dessus, y compris les filiales dont la Division Assurances est la Direction de rattachement : EDF Assurances et les sociétés captives d'assurance du Groupe.

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;
- analyser la sinistralité et participer à la gestion des sinistres.

Ces travaux, menés en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permettent d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes et des visites de prévention (évaluation des sinistres maxima possibles, « SMP »). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances Groupe définit les programmes des visites de sites et suit leur mise en œuvre.

L'intégration de Framatome aux programmes d'assurances de Groupe se poursuit dans une logique d'amélioration des garanties offertes et de réalisation de synergies financières. Elle concerne notamment les assurances Responsabilité Générale et responsabilité civile des mandataires sociaux, l'assurance dommages (hors biens nucléaires), l'assurance des risques Cyber. L'intégration au programme de Groupe Responsabilité Civile de l'Exploitant nucléaire et les transports associés sera effective au prochain renouvellement du contrat le 18 février 2020.

Politique Assurances Groupe

Finalité : la politique Assurances, validée par le Comex en janvier 2017, précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts : massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe, partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures (mutuelles spécialisées, transfert aux marchés financiers, etc.), franchises individuelles et Groupe (généralement, seuls les risques de grande ampleur sont transférés) et optimisation des dépenses d'intermédiation.

Modalités de mise en œuvre : depuis 2004, un point de situation et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou par le transfert des risques aux marchés financiers est présenté en Comité d'audit. Un point sur les assurances, ainsi qu'une revue de l'assurabilité des risques Groupe, sont ainsi présentés régulièrement au Comité d'audit.

Depuis 2011, un Comité d'orientations stratégiques assurances (COSA), présidé actuellement par le Directeur Financement et Investissements, nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la politique Assurances, notamment les principales caractéristiques des programmes.

La Division Assurances Groupe et la Direction des Risques Groupe produisent annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe, complétée du dispositif de couverture assurantiel en place. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure d'améliorer et, le cas échéant, d'étendre les couvertures des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

Les programmes d'assurance Groupe ont vocation à intégrer le plus largement possible les filiales contrôlées, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Conformément au principe d'indépendance de gestion des filiales régulées, RTE n'est pas incluse dans les programmes d'assurance Groupe [2].

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance

À l'instar de l'ensemble des grands groupes français et internationaux, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures fournies par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives du groupe EDF sont les suivantes :

- Wagram Insurance Company DAC, société d'assurance créée en 2003 à Dublin, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re, société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF.

Il est à noter que Framatome dispose également d'une société de réassurance, dénommée Tereco, au Luxembourg depuis le 21 décembre 2018.

Par ailleurs, EDF est membre de la mutuelle Oil Insurance Limited (OIL) en vue de faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie, qui offre à ses membres une couverture des dommages matériels. Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (partie conventionnelle), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux, ainsi que les actifs d'exploration et production.

Les programmes d'assurances dommages du Groupe combinent cette couverture apportée par OIL et des couvertures apportées par des assureurs du marché.

Le groupe EDF participe également à ELINI (*European Liability Insurance for the Nuclear Industry*), EMANI (*European Mutual Association for Nuclear Insurance*), NIRA (*Nuclear Industry Reinsurance Association*) et *Blue Re*, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Les captives et mutuelles permettent à EDF de diminuer le montant des primes payées au marché de l'assurance et, plus généralement, le coût de ses programmes d'assurance.

Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, Enedis et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant incomber aux entités dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont notamment garantis les risques de responsabilité civile liés à l'exploitation des ouvrages (barrages hydroélectriques, centrales thermiques à flamme, postes de transformation et autres ouvrages de réseaux), les risques liés au développement des activités du Groupe dans les énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, etc.), ainsi que les risques liés aux atteintes à l'environnement (rejet de substance solide, liquide ou gazeuse).

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe sur un sinistre (« rétention »), y compris la participation de Wagram Insurance Company DAC et d'Océane Re, n'excède pas 10 millions d'euros par sinistre, les filiales disposant généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, d'Enedis et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.
(2) Sortie effective depuis le 31/03/2015.

Assurance dommages (hors biens nucléaires)

Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend la quasi-totalité des filiales d'EDF et notamment, Enedis, EDF Energy, Edison et Dalkia.

Wagram Insurance Company DAC, captive d'assurance du Groupe, ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures OIL, des extensions de couverture de dommages aux biens et de pertes d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros.

Pour ce programme dommages conventionnels, la rétention du Groupe sur un sinistre, comprenant la franchise (variable selon les filiales) et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company DAC et par Océane Re, n'excède pas 15 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF qui ne dispose pas de cette garantie. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites à la section 2.1.2 « Focus sur la 2e ligne de maîtrise : dispositifs de contrôle transverses ».

Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices Tous Risques Chantier et Tous Risques Montage Essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tels que les EPR de Flamanville et d'Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, etc.

Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers.

Couverture tempêtes

Dans le cadre du renouvellement de la couverture d'assurance tempêtes, Enedis a signé avec Swiss Re, le 27 juin 2016, un contrat d'assurance paramétrique du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de forte intensité.

D'une durée de cinq ans et d'une capacité totale de couverture de 275 millions d'euros, ce contrat innovant de couverture d'assurance déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique fonction d'un indice composite lié aux vitesses de vent relevées aux stations de Météo-France pondérées par la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région du périmètre de concession d'Enedis.

Les réseaux aériens des Systèmes Énergétiques Insulaires, quant à eux, ne bénéficient pas de couverture « dommages aux biens », hormis dans un rayon de 1 000 m autour des unités de production. Des dommages à ces réseaux pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe en cas d'absence ou d'insuffisance de couverture d'assurance. En outre, le renouvellement ou la mise en place de ces couvertures spécifiques pourraient s'avérer difficiles ou plus coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des catastrophes observées ces dernières années.

Couverture Cyber risk

Depuis le 1er juillet 2017, une couverture Cyber risk a été mise en place. Il s'agit d'une police de 100 millions d'euros sur deux ans qui couvre toutes les entités d'EDF et les filiales du Groupe. Cette couverture a été renouvelée au 1er juillet 2019.

Sa finalité est de couvrir les frais nécessaires aux traitements des désordres majeurs occasionnés par une cyberattaque contre les systèmes d'information du Groupe.

Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Responsabilité civile d'exploitant nucléaire

En France, les polices d'assurance souscrites par EDF sont conformes aux lois n° 68-943 du 30 octobre 1968, n° 90-488 du 16 juin 1990 et n° 2006-686 du 13 juin 2006 (dite TSN), désormais codifiées dans le Code de l'environnement et qui ont traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la Convention de Paris (voir section 1.5.3.2 « Réglementation applicable aux installations nucléaires de base »).

La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTE), promulguée le 17 août 2015, a par la suite modifié les dispositions des articles L. 597-28 et L. 597-32 du Code de l'environnement et en particulier les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires qui ont été portées, depuis le 18 février 2016, à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport.

Afin de se mettre en conformité avec les nouveaux plafonds légaux, EDF a publié un avis de marché le 10 août 2015 sous l'intitulé « Programme d'assurance Responsabilité Civile Nucléaire (RCN) d'EDF » pour l'obtention et la mise en place des garanties d'assurance de responsabilité civile nucléaire et de gestion de sinistres adaptées.

La couverture assurantielle obtenue à l'issue de cet appel d'offres permet au Groupe de répondre aux nouvelles obligations tout en maîtrisant leur impact financier. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, pool nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Cette couverture qui a pris effet au 18 février 2016, a été renouvelée pour une période de trois ans au 18 février 2019. Compte tenu de l'évolution probable des obligations pesant sur l'exploitant en cours de période, notamment l'entrée en vigueur des Protocoles modificatifs des Conventions de Paris et de Bruxelles (voir section 1.5.3.2 « Réglementation applicable aux installations nucléaires de base »), des clauses permettant une sortie du contrat y ont été intégrées.

Au 18 février 2019, l'ensemble des opérations et outils de la gestion de sinistre a été confié à la société EQUAD qui dispose d'un outil SI performant, ainsi que des moyens humains et du réseau nécessaires.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français. Le Parlement a approuvé le 4 mai 2016 le « *Nuclear Installations Order* » (ordonnance de transposition des Protocoles modificatifs susvisés de février 2004), qui apporte sensiblement les mêmes modifications que la loi TSN française en 2006 mais qui, pour l'essentiel, n'entrera en vigueur qu'avec les Protocoles.

Ce texte prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées de 140 millions de livres sterling (limite actuelle) à l'équivalent de 700 millions d'euros et qu'elles augmenteront progressivement sur une période de cinq années, jusqu'à un plafond de 1,2 milliard d'euros.

EDF Energy est actuellement assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC. La société de réassurance Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company DAC.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 1.5.3.2 « Réglementation applicable aux installations nucléaires de base ».

Responsabilité civile transport nucléaire

La responsabilité civile en matière de transports de substances nucléaires, conformément à la Convention de Paris, est portée par l'exploitant « expéditeur » (sauf dispositions contractuelles contraires). Depuis le 18 février 2016, le plafond de responsabilité a été porté à 80 millions d'euros avec un périmètre de dommages inchangé (voir section 1.5.3.2 « Réglementation applicable aux installations nucléaires de base »), puis sera étendu à un périmètre de dommages indemnisables plus large lors de la mise en application de la Convention de Paris révisée. Cette responsabilité est désormais assurée par la police responsabilité civile de l'exploitant nucléaire susvisée.

Dommages aux installations nucléaires

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 400 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Jusqu'au 30 septembre 2018, en complément de cette couverture, les dommages matériels (y compris à la suite d'un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et d'EDF Energy au Royaume-Uni ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance commun faisant principalement appel au *pool* britannique NRI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome, le *pool* nucléaire français) et à EMANI (mutuelle nucléaire), pour une capacité totale de 1 760 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros.

À compter du 1er octobre 2018 :

- en France, la protection apportée par OIL est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance de 90 millions d'euros en excédent d'une franchise de 10 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re) ;
- au Royaume-Uni, la protection est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité totale de 1 510 millions d'euros au-delà

d'un montant de 240 millions d'euros fournie par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

Par ailleurs, EDF Inc. est membre de NEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited*) – mutuelle nucléaire située aux États-Unis, de façon à couvrir les activités de CENG (Constellation Energy Nuclear Group) aux États-Unis.

Primes

Le montant total des primes d'assurance du Groupe, tous types de couverture confondus, s'est élevé à 236 millions d'euros en 2019.

2.1.3 Focus sur la 3e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe exerçant une activité d'audit interne. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur de l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit Interne (« DAi » rattachée au Secrétaire Général) et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAi et les différentes équipes d'audit et leurs prérogatives respectives prennent en compte l'appartenance des équipes à EDF ou à Enedis, pour laquelle les relations font l'objet d'une adaptation afin de garantir le respect du principe d'indépendance de gestion. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'Audit des filiales par la DAi – hors Enedis –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes etc.). À fin 2019, la filière audit du Groupe est composée de 70 ETP [1].

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

La DAi applique les normes internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors* et en contrôle le respect.

Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été diffusée en juillet 2019. Celle-ci rappelle les principes fondamentaux de l'audit, les modalités d'établissement du programme, la typologie des missions d'assurance qui lui sont confiées, ainsi que les devoirs des audités et des auditeurs. Elle comporte un Code de déontologie applicable à l'ensemble de la filière. Ce Code a pour but de promouvoir une culture éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.

La Direction de l'Audit Interne bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général ; elle rend compte des missions au Comité d'audit qui donne un avis sur l'univers d'audit interne fondé sur les risques, qui prend connaissance de la réalisation des audits et qui vérifie l'adéquation entre la charge et les ressources dédiées à l'audit interne.

Les auditeurs sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales et évalués à la fin de chaque mission.

Les processus de la DAi sur l'ensemble des activités (de la définition du programme d'audit jusqu'au suivi des plans d'actions) sont décrits et pilotés.

La filière audit se soumet régulièrement volontairement à l'évaluation par l'IFACI [2]. La dernière évaluation de 2018 a attesté, comme les fois précédentes, que les pratiques d'audit sont conformes aux standards internationaux de la profession.

Modalités de fonctionnement

La filière audit du Groupe effectue des audits des entités et des filiales contrôlées, des *business units*, des projets et des fonctions transverses. Ces audits comprennent l'examen de la robustesse du contrôle interne et sont effectués tous les trois à cinq ans selon leur significativité. La DAi réalise les audits transverses corporate alors que les Directions d'Audit des filiales effectuent uniquement les audits de leur périmètre. La DAi est la seule entité compétente pour la réalisation des audits de BUs/projets relevant d'un risque de niveau *corporate*.

Le programme d'audit est élaboré à partir de l'univers des risques prioritaires Groupe ; toutes les BUs, projets et processus Groupe devant être régulièrement audités.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur *management*, font l'objet de plans d'actions de leur part. Ces plans d'actions sont transmis pour avis à la DAi, qui, par la suite, en assure le suivi, ce dernier commençant, au plus tard 6 mois après la diffusion du rapport d'audit.

Un rapport de synthèse semestriel récapitule les principaux constats d'audit corporate et le suivi des plans d'actions. Le rapport semestriel présente aussi le bilan du programme d'audit, la satisfaction des audités, l'activité de la filière ainsi qu'un bilan des compétences et le budget. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits et qui méritent une attention particulière. Il donne enfin une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général, au Comité exécutif, puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

2.1.4 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, le groupe EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est également soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, de l'Inspection des finances et des Commissions des affaires économiques ou de Commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Leur rapport sur les comptes annuels inclut les vérifications sur les informations sur le gouvernement d'entreprise requises par les articles L. 225-237-3 et suivants du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles, en France, par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ainsi que par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, de différentes natures : ils peuvent être stratégiques ou opérationnels ; certains sont exogènes, d'autres sont endogènes et inhérents à l'exercice des métiers du Groupe. Leurs conséquences peuvent être multiples et porter sur les résultats opérationnels, sur la situation financière du Groupe et sa capacité à financer sa stratégie ou son développement, affecter ses parties prenantes ou son environnement internes ou externes ou enfin impacter sa réputation.

Le Groupe décrit ci-dessous les principaux risques spécifiques auxquels il estime être exposé. Le principe de spécificité conduit à ne décrire dans cette section que les risques pour lesquels la spécificité du groupe EDF est un facteur-clé. Pour les risques non spécifiques au Groupe, l'absence de description du risque dans cette section n'exclut pas pour autant la prise en compte du risque par le Groupe.

Les risques sont classés en cinq catégories, décrites respectivement dans les sections 2.2.1 à 2.2.5.

La section 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » décrit les risques liés aux évolutions des politiques publiques et de régulation dans les pays et territoires où le Groupe exerce ses activités, ainsi que les risques juridiques auxquels le Groupe est exposé.

La section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » décrit les risques induits par l'exposition sur les marchés de l'énergie sur lesquels opère le Groupe ainsi que ceux liés à l'évolution des marchés financiers et à la fiabilité de l'information associée.

La section 2.2.3 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » décrit les risques liés à la capacité d'adaptation du Groupe, particulièrement sur le plan stratégique et des compétences, face aux besoins de transformation induits

(1) Équivalent Temps Plein.
(2) L'Institut Français de l'Audit et du Contrôle Interne.

notamment par le changement climatique, les nouvelles concurrences, les évolutions technologiques et sociétales.

La section 2.2.4 « Performance opérationnelle » décrit les risques liés à la maîtrise des activités opérationnelles du Groupe dans ses différents activités et projets industriels, y compris EPR, de services et de ventes.

La section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », complète la section 2.2.4 pour les activités liées à l'activité nucléaire du Groupe, qui induit des facteurs de risques complémentaires et des dispositions particulières, notamment eu égard aux exigences premières de la sûreté nucléaire et au caractère capitalistique de très long terme de l'activité nucléaire.

Les risques sont détaillés dans chacune des sections concernées pour leur catégorie respective. Ils sont numérotés afin de faciliter le lien entre le tableau et le graphique et les descriptions détaillées qui suivent.

En complément des risques spécifiques du groupe EDF listés ci-dessous, les impacts de la crise du coronavirus sont décrits à la section 2.2.6.

Tous les risques décrits dans ce document ont été retenus pour leur caractère significatif en termes d'importance de leur impact estimé pour le Groupe. De plus, ils font l'objet d'une hiérarchisation selon une approche qualitative de leur criticité, tenant compte conjointement de l'importance de l'impact potentiel pour le Groupe, de la probabilité d'occurrence et du niveau de maîtrise, compte tenu des actions engagées. Cette hiérarchisation aboutit à une échelle à trois niveaux pour l'ensemble des risques : la criticité peut être forte, intermédiaire ou modérée. Les catégories ne sont pas hiérarchisées entre elles.

En règle générale, le périmètre d'exposition est la France, la Belgique, l'Italie, le Royaume-Uni et tous les pays où le Groupe est présent. Lorsque le périmètre d'exposition est plus restrictif, celui-ci est précisé dans le tableau et dans la description du risque.

L'exposition au risque peut varier en fonction de la durée. L'impact potentiel de ces risques peut ainsi se situer à des horizons de temps très différents, du très court terme inférieur à l'année, du moyen terme à quelques années voire à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, voire plus en fonction de la nature de l'activité industrielle qui peut être séculaire.

Afin de maîtriser les risques, des dispositifs sont mis en place. Certains sont génériques pour l'ensemble des risques : contrôle interne, processus d'approbation des engagements (voir section 2.1) ; d'autres sont spécifiques à chaque risque.

Des dispositions complémentaires de prise en compte de certains risques liés à la Responsabilité Sociale d'Entreprise sont décrites au chapitre 3. Les renvois sont, le cas échéant, précisés dans la description des risques.

LES RISQUES SPÉCIFIQUES DU GROUPE EDF

1. Régulation des marchés, risques politiques et juridiques

- **1A** – Évolution des politiques publiques France et Europe
- **1B** – Évolution du cadre réglementaire (ARENH, TRV, réglementations environnementale et SNBC)
- **1C** – Évolution du cadre réglementaire des concessions hydrauliques ***
- **1D** – Évolution du cadre réglementaire des concessions de distribution ***
- **1E** – Atteinte à l'éthique ou à la conformité
- **1F** – Risque lié aux contentieux juridiques
- **1G** – Alourdissement de la Charge induite par les certificats d'Économie d'Énergie*
- **1H** – Compensation insuffisante des missions d'intérêt général *

2. Risques financiers et de marché

- **2A** – Risque de taux d'intérêt
- **2B** – Risque marchés financiers
- **2C** – Risque marchés énergies
- **2D** – Risque de taux de change
- **2E** – Risque de contrepartie
- **2F** – Risque d'accès à la liquidité

3. Transformation du Groupe et risques stratégiques

- **3A** – Capacité de transformation face aux ruptures
- **3B** – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition
- **3C** – Adaptation des compétences des salariés
- **3D** – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme

4. Performance opérationnelle

- **4A –** Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris projets EPR
- **4B** – Atteinte à la sûreté hydraulique
- **4C** – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)
- **4D** – Attaque du patrimoine, notamment cyber
- **4E** – Continuité opérationnelle des chaines d'approvisionnement et des relations contractuelles
- **4F** – Risque de black-out
- **4G** – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité

5. Risques spécifiques aux activités nucléaires

- **5A** – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de prolongation de la durée de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume Uni) **
- **5B** – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et capacité à assurer les engagements associés **
- **5C** – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire**
- **5D** – Maitrise du cycle du combustible**

Légende

- **Criticité forte**
- **Criticité intermédiaire**
- **Criticité modérée**

Périmètre principal d'exposition, France, Europe et International, avec mentions spécifiques.
** France*
*** France et Royaume-Uni*
**** France et Italie*

2.2.1 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques

1A : Évolutions des politiques publiques en France et Europe.

L'évolution des politiques énergétiques publiques et du cadre politique de la régulation des marchés dans les pays où exerce le Groupe, dont la loi énergie-climat ou la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en France, ou encore le « green deal » en Europe, est susceptible de conduire à de profondes transformations dans la gouvernance ou le portefeuille d'activités du Groupe. Celles-ci pourraient freiner le Groupe dans son développement par rapport à ses concurrents ou obérer sa capacité à respecter son engagement pour la protection du climat.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

Le Gouvernement français a présenté, le 25 janvier 2019, un projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui établit la trajectoire des 10 prochaines années en matière de politique de l'énergie, et donc de transition écologique (voir section 1.5.1.2 « Service public en France »).

En particulier, dans ce cadre :

- le Gouvernement français a confirmé l'objectif d'une diversification du mix électrique et d'une réduction du nucléaire à 50 % de la production d'électricité en France d'ici à 2035 : pour réduire le nucléaire à 50 % du mix énergétique, 14 réacteurs pourraient être arrêtés d'ici à 2035 (dont les deux de Fessenheim). Cela représenterait un quart des réacteurs actuellement en activité en France. La version définitive de la PPE indiquera les critères d'identification des sites des réacteurs à fermer sur la base desquels EDF fera une proposition. Il appartiendra *in fine* au gouvernement d'identifier les sites prioritaires ;
- des décisions d'arrêt prématuré d'un ou plusieurs réacteurs du parc d'EDF, ne résultant pas d'un choix industriel mais d'une application de la PPE, pourraient donc intervenir. De telles décisions devraient entraîner une indemnisation d'EDF pour le préjudice subi, comme l'a rappelé le Conseil constitutionnel dans une décision du 13 août 2015 ;
- à cet égard, s'agissant de la centrale nucléaire de Fessenheim, EDF a adressé le 30 septembre 2019 au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année. Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et par EDF, du protocole d'indemnisation d'EDF par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim.

La loi énergie-climat a été promulguée le 8 novembre 2019. Elle précise les points-clés de la politique de transition énergétique et écologique en France et actualise les objectifs fixés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (voir section 1.5.1.2 « Service public en France »).

En particulier :

- en termes de mix énergétique, la loi entérine le report à 2035 de la date d'échéance de la baisse à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité, donnant ainsi un cadre légal au projet de PPE évoqué ci-dessus. La loi prévoit aussi une baisse de 40 % de la consommation d'énergie fossile par rapport à 2012 d'ici 2030 (contre 30 % précédemment), ainsi que la neutralité carbone en 2050, en divisant les émissions par un facteur supérieur à 6 ;
- elle met en place un dispositif visant à limiter à partir du 1er janvier 2022 le niveau d'émission de CO_2 des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, dans le but de conduire à la fermeture des centrales charbon d'ici 2022 ;
- elle met en place une révision du dispositif de l'Arenh pour donner au Gouvernement la possibilité d'augmenter par arrêté le volume global maximal d'électricité qu'EDF peut céder aux fournisseurs alternatifs de 100 à 150 TWh (« plafond ARENH ») à compter du 1er janvier 2020. La loi autorise également le Gouvernement à réviser le prix de l'Arenh, sans qu'il soit établi de lien direct entre augmentation du prix et augmentation du plafond. Le Gouvernement n'a toutefois pas mis en œuvre ces possibilités fin 2019 ;
- elle précise aussi la procédure concernant le Plan Stratégique d'Entreprise (PSE), qui devra porter sur les deux périodes de la PPE, être rendu public à l'exclusion des informations relevant du secret des affaires, et présenter les dispositions d'accompagnement mis en place pour les salariés du fait de la fermeture de centrales nucléaires ou thermiques. En cas d'incompatibilité du PSE avec la PPE, la loi prévoit une mise en demeure suivie, le cas échéant, de sanctions.

Le cadre juridique européen, qui organise notamment la libéralisation du secteur de l'énergie et les politiques climatiques et énergétiques, a sensiblement évolué en 2019 avec la finalisation du Paquet Énergie Propre et reste susceptible d'évolutions dans le futur, notamment au travers du « Green deal », dispositif phare de la nouvelle Commission européenne, susceptible de comporter des dispositions clés pour le secteur énergétique en général et le groupe EDF en particulier.

Le Green Deal, selon la présentation faite par la Présidente de la Commission européenne au Parlement européen en décembre 2019, acte de l'objectif de neutralité climatique pour l'UE d'ici 2050, et comporte des mesures telles que :

- la révision du système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO_2 (EU-ETS) au sein de l'UE et un prix plancher du carbone pour faire émerger un prix significatif et prévisible du CO_2 ;
- la mise en place d'une « taxe carbone » (mécanisme d'inclusion carbone) aux frontières de l'UE ;
- la révision de la directive taxation énergie, qui devrait aboutir à un traitement fiscal préférentiel pour des solutions bas carbone telles que l'électricité ou l'hydrogène sans CO_2.

Les évolutions relatives à la taxonomie européenne pour la Finance durable sont également à considérer. Leur cohérence avec l'objectif de neutralité carbone à long terme est un élément clé pour orienter les investissements. Il existe un risque que le nucléaire soit exclu de la taxonomie, ce qui serait préjudiciable à la lutte contre le dérèglement climatique.

Ces évolutions pourraient être défavorables au Groupe et obérer sa capacité à respecter son engagement pour la protection du climat. Elles pourraient notamment entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec les objectifs de développement du Groupe, modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe opère, modifier le niveau des tarifs régulés ou affecter la rentabilité des unités de production actuelles ou futures ou de tout autre activité du Groupe. De manière générale, le dispositif législatif et réglementaire mis en place en France, en Europe ou dans les pays où EDF est présent est susceptible d'avoir un impact important sur les résultats du Groupe ou sur son modèle d'activité.

Par ailleurs, dans la gouvernance ou la délimitation de son périmètre d'activité qui pourraient lui être imposés, EDF pourrait être affecté par une limitation ou une perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact défavorable sur les perspectives et la rentabilité de ses différentes activités (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Parallèlement, EDF pourra continuer, en sa qualité d'actionnaire, à supporter certains risques, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs. Enfin, les autorités compétentes ou certains États pourraient, en vue de préserver ou de favoriser la concurrence sur certains marchés de l'énergie, prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré.

Enfin, dans le domaine des énergies renouvelables, EDF s'appuie principalement sur sa filiale EDF Renouvelables (voir section 1.4.1.5.4 « EDF Renouvelables »), implantée dans de nombreux pays. La rentabilité de ces développements est souvent dépendante des politiques de soutien et d'appels d'offres mis en œuvre dans les différents pays. Le Groupe ne peut garantir que ces politiques n'évolueront pas dans certains de ces pays au détriment de la rentabilité des investissements.

1B : Évolution du cadre réglementaire (ARENH, TRV, réglementations environnementale et SNBC).

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités régulées. Ainsi, toute évolution des tarifs réglementés de vente, de l'ARENH ou des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE), ou toute évolution de la régulation des émissions de gaz à effet de serre et ses conséquences en matière de prix des quotas d'émissions de CO_2, serait susceptible d'affecter la rentabilité du Groupe et sa capacité à répondre aux enjeux de la transition énergétique en développant des solutions énergétiques bas carbone pour la protection du climat.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

En France, une partie importante des revenus du groupe EDF dépend de tarifs réglementés fixés par les pouvoirs publics ou les autorités de régulation (Tarifs Réglementés de Vente TRVE, Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité TURPE). La loi NOME a également mis en place un Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), au bénéfice des fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

Dans le cadre de la loi Énergie et Climat, plusieurs dispositions ont été prises, concernant les tarifs réglementés de vente ou l'ARENH :

- les dispositions concernant l'ARENH : elles sont décrites au § 1A ci-dessus (« Évolutions des politiques publiques France et Europe ») ;
- la réduction du périmètre des sites pouvant bénéficier des Tarifs Réglementés de Vente d'Électricité (TRVE) : à partir du 1er janvier 2021, seuls les consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation ; et les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros peuvent bénéficier des TRVE pour leurs sites avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA.

Par ailleurs, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit que « le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas. ».

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement envisage de mettre en place une régulation économique imposant à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat. Dans cette perspective, le gouvernement a lancé auprès des acteurs de marchés et des parties prenantes en janvier 2020 un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit à ce projet de régulation économique, ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement envisagés.

Toute modification du dispositif ARENH (plafond de volumes, prix) ou son remplacement par un nouveau mécanisme relève du gouvernement ou du législateur et nécessite de sa part des échanges préalables approfondis avec la Commission européenne, d'où une grande incertitude sur les évolutions qui seront *in fine* mises en œuvre et les échéances associées.

Dans ce contexte, les risques sont les suivants :

- concernant le dispositif ARENH existant :
  - risque d'augmentation du volume d'ARENH sans évolution suffisante du prix,
  - de plus le caractère optionnel du dispositif donne aux fournisseurs des opportunités d'arbitrage entre le dispositif d'ARENH et les marchés au détriment d'EDF, et expose EDF à des incertitudes majeures qui impactent négativement l'efficacité de sa gestion des risques marchés énergies (voir section 2.2.2C « Risques marchés énergies ») sans contrepartie puisque l'option est gratuite ;
- sur le mécanisme envisagé pour remplacer l'ARENH : risque que le niveau de prix soit insuffisant pour assurer une juste rémunération des actifs de productions nucléaires d'EDF en France ;
- risque de contentieux sur les TRVE par les parties prenantes.

Plus généralement, en France comme dans les autres pays, le Groupe ne peut pas garantir que l'ARENH, les tarifs réglementés de vente, les TURPE ou les réglementations tarifaires locales seront fixés à des niveaux qui lui permettent de préserver sa capacité d'investissement à court, moyen et long termes et son intérêt patrimonial, en assurant une juste rémunération du capital investi par le Groupe dans ses actifs de production, de service, de transport et de distribution.

Il existe aussi un risque, potentiellement induit par une régulation inadaptée, que les prix de CO_2 soient trop bas et ne permettent pas un développement suffisant des solutions énergétiques bas carbone, au détriment d'une transition efficace en faveur de la lutte contre le changement climatique. Ceci peut constituer un risque de perte d'opportunité pour la valorisation des solutions énergétiques bas carbone du Groupe et remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre l'objectif de responsabilité d'entreprise n° 1, « s'engager en faveur du climat » (voir section 3.2.1.1.1 « L'ambition du groupe EDF »).

1C : Évolution du cadre réglementaire des concessions hydrauliques.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production hydraulique dans le cadre de concessions de service public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite. L'évolution du cadre réglementaire, notamment pour le renouvellement des concessions, la variation des cahiers des charges des concessions et des conditions de mises en œuvre pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

En France, les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État pour les ouvrages dont la puissance est supérieure ou égale à 4,5 MW et dans le cadre d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 1.5.3.3 « Réglementation applicable aux installations hydrauliques et aux autres installations d'énergies renouvelables »). Les enjeux associés au renouvellement des concessions hydrauliques en France sont précisés à la section 1.4.1.5.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique ».

Le groupe EDF ne peut pas garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement, ni que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que l'indemnisation qui devrait lui être versée notamment par l'État en cas de cessation anticipée de l'exploitation d'une concession permettra une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe, ni que la réglementation future concernant le plafonnement des redevances n'évoluera pas dans un sens qui pourrait être préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

Le Groupe exerce également ses activités dans le cadre de concessions de production d'électricité hydraulique dans d'autres pays où il est présent, notamment en Italie. En fonction du contexte propre à chaque pays, ces concessions pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

1D : Évolution du cadre réglementaire des concessions de distribution d'électricité.

Le Groupe exerce ses activités de distribution dans le cadre de concessions de service public et n'est pas propriétaire de la plupart des actifs qu'il exploite. L'évolution du cadre réglementaire, la variation des cahiers des charges des concessions et des conditions de mises en œuvre pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

En France, Enedis n'est pas propriétaire de l'ensemble des actifs qui constituent le réseau de distribution : ce dernier est en effet, au titre de la loi (et mis à part les postes sources), la propriété des collectivités locales. C'est pour cela qu'Enedis est par ailleurs amenée à conclure avec ces collectivités des contrats de concession de distribution publique d'électricité (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »), qui lui accordent, dans les limites de stipulations contractuelles, le droit exclusif d'exercice des missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité. Ces contrats de concession de distribution publique d'électricité, conclus généralement pour une durée comprise entre 25 et 30 ans, sont des contrats tripartites liant l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés. Il résulte de la loi que seules Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) dans leur zone de desserte (ainsi qu'EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental) peuvent être désignées comme gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité et que seuls EDF et les ELD dans leur zone de desserte peuvent être désignés pour exercer la mission de fourniture aux tarifs réglementés. Ainsi, aujourd'hui, lors du renouvellement d'un contrat de concession, Enedis et EDF ne peuvent pas être mis en concurrence avec d'autres acteurs. C'est sur ces bases légales que s'opère actuellement le processus de renouvellement des contrats de concession avec l'ensemble des autorités organisatrices de la distribution électrique, et ce à partir d'un nouveau modèle de contrat établi en décembre 2017 par la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), France Urbaine, EDF et Enedis. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative (voir section 1.5.1.3 « Les concessions de distribution publique et de fourniture d'électricité en France »). Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe.

1E : Atteinte à l'éthique ou à la conformité.

Face aux risques de pratiques prohibées et contraires à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers, le groupe EDF met en œuvre un programme Éthique et Conformité robuste.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires, notamment, sont susceptibles d'exposer le Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe à des sanctions pénales et civiles pouvant porter atteinte à la réputation.

En France, la loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, impose aux entreprises de prendre des mesures destinées à prévenir et détecter la commission de faits de corruption ou de trafic d'influence, sous le contrôle d'une Agence française anticorruption qu'elle instaure, et sous peine de sanctions administratives ou pénales. Cette loi intègre un dispositif de protection des lanceurs d'alerte d'éventuelles poursuites pénales ou disciplinaires et prévoit, dans le cadre des entreprises, un dispositif de signalement interne des alertes (voir section 1.5.3 « Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF »). Ces réglementations pourraient augmenter les coûts de mise en conformité. De plus, le non-respect, de quelque manière que ce soit, de ces réglementations pourrait entraîner des poursuites contre EDF, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives sur le résultat et la réputation du Groupe.

Le Groupe a ainsi mis en œuvre l'ensemble des mesures nécessaires pour assurer la conformité de ses pratiques aux textes réglementaires en vigueur. Rattachée au Secrétariat Général, la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) a pour mission de diffuser la connaissance et le respect des valeurs éthiques du Groupe, ainsi que des principales réglementations, auxquelles le Groupe est soumis de par son activité et ses implantations géographiques, afin de prévenir les risques de sanction. Elle fédère et contrôle les activités du Groupe dans le domaine de la conformité et a pour but de défendre et promouvoir la culture d'intégrité du Groupe, au bénéfice de son image et sa réputation. Elle rend compte au Comité exécutif et au Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration.

1F : Risque lié aux contentieux juridiques

Des procédures ou contentieux pourraient avoir un impact significatif sur le plan financier ou sur la réputation du Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

Le groupe EDF est, dans le cadre de ses activités courantes, impliqué dans des litiges dont l'évolution ou l'issue pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats ou la situation financière d'EDF.

En particulier, du fait de sa position sur certains marchés, le groupe EDF fait l'objet, en France, de procédures initiées par ses concurrents ou par des autorités administratives. Les réclamations formulées à l'encontre d'EDF peuvent être significatives et pourraient conduire au paiement d'une indemnité ou d'une amende voire au prononcé d'injonctions susceptibles d'impacter certaines de ses activités. Par exemple, dans le cadre des procédures devant les autorités de la concurrence en France ou la Commission européenne, le montant des amendes peut s'élever jusqu'à 10 % du chiffre d'affaires consolidé de la société concernée (ou du groupe auquel elle appartient, selon le cas). Le groupe EDF peut également être engagé dans des procédures contentieuses relatives à des litiges commerciaux aux enjeux significatifs dont le résultat est par nature imprévisible.

Le groupe EDF estime respecter d'une manière générale et dans tous les pays où il poursuit ses activités, l'ensemble de la réglementation spécifique en vigueur, et notamment celle relative aux conditions d'exercice de ses activités nucléaires, mais il ne peut préjuger sur ce point de l'appréciation des autorités de contrôle et des autorités administratives ou judiciaires qui sont saisies. Ces risques font l'objet d'une vigilance particulière et de la mise en oeuvre de politiques de prévention (politiques contractuelles, politiques de conformité…). Une procédure de remontée d'informations à la direction juridique du Groupe sur les litiges significatifs avérés ou potentiels ou autres contentieux et enquêtes est en place.

Les principales procédures dans lesquelles EDF est impliqué sont décrites dans la note 50 de l'annexe aux comptes consolidés et à la section 7.1.5 Litiges.

1G : Alourdissement de la charge induite par les certificats d'Économies d'Énergie.

Des évolutions de la réglementation en matière de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) pourraient entraîner un alourdissement des obligations d'EDF et des coûts y afférents.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

En France, le dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif pluriannuel d'économies et des sanctions financières en cas de non-respect des objectifs. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié le dispositif des CEE à partir de la troisième période (2015-2017) du dispositif en ajoutant à l'obligation initialement prévue un dispositif complémentaire relatif aux économies d'énergie réalisées au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 a fixé sur la quatrième période (2018-2020) le niveau global des obligations, avec un doublement des objectifs par rapport à la troisième période. Le Gouvernement a annoncé le 9 octobre 2019 la mise en œuvre de la prolongation de la quatrième période jusqu'en 2021, au même taux annuel d'obligation, confirmée par le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 (voir section 1.5.3 « Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF »).

Le doublement de l'obligation, dans un marché où l'activation de nouveaux gisements d'économies d'énergie générateurs de CEE prend du temps et fait l'objet d'une concurrence accrue entre les obligés, a conduit à une très forte tension, se traduisant notamment par une hausse significative du prix des échanges de CEE en gré à gré. Celle-ci s'est relativement stabilisée depuis le début de l'année 2019 sous l'effet cumulé du lancement d'opérations « coup de pouce » par le Gouvernement et de la prolongation d'un an de la quatrième période. Toutefois, ces opérations restant encore à mener à leur terme, le risque pesant sur l'atteinte de l'objectif à la fin de la période n'est pas écarté ce qui serait de nature à dégrader la situation financière du Groupe. De telles situations de déficit seraient par ailleurs de nature à remettre en cause l'objectif de responsabilité d'entreprise n° 1 dans son engagement en faveur du climat et l'objectif de responsabilité d'entreprise n° 4 dans l'ambition visant à ce que chaque client consomme mieux (ORE 1 et ORE 4 voir section 3.2.1.1 « EDF, engagé en faveur du climat (ORE n°1) » et section 3.2.2 « EDF, entreprise engagée aux côtés de ses clients (ORE n°4) »).

1H : Compensation insuffisantes des missions d'intérêt général.

EDF a en charge certaines missions d'intérêt général, notamment de service public, dont les coûts sont couverts par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus au titre de ces obligations, ou qui pourraient être remis en cause.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée

En France, le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF le 24 octobre 2005 précise les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF par la loi (articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie notamment) et prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions (voir section 1.5.1.2 « Service public en France » et la section 1.5.2.1.2 « Législation française : Code de l'énergie – la Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) »). Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie à compenser en France en 2020 pour EDF s'élève à 7 793,6 millions d'euros, selon la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 juillet 2019 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020 (6 875,4 millions d'euros de charges hors frais financiers et avant échéancier ; - 19,1 millions d'euros de frais financiers et 937,4 millions d'euros de correction au titre de l'échéancier de recouvrement). Les montants des charges de service public sont inscrits dans la loi du 28 décembre 2019 de finances pour 2020.

Le développement des énergies renouvelables raccordées en direct sur le réseau de distribution risque de saturer, dans certaines régions, les capacités d'accueil des postes sources et des réseaux. Cette situation est susceptible de générer localement des risques de déséquilibre et des risques de contentieux si Enedis est conduit à découpler certains producteurs ou à les raccorder avec un retard significatif. De nouveaux investissements pourraient être rendus nécessaires dans ces régions, avec des risques de non-prise en compte des coûts associés.

Plus largement, EDF ne peut pas assurer que les mécanismes de compensation prévus par les dispositions légales et réglementaires qui lui sont applicables dans le cadre de la prise en charge de ces missions de service public permettront une compensation intégrale des surcoûts associés encourus. EDF ne peut pas garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause ou que les mécanismes existants permettront de couvrir intégralement les éventuels surcoûts liés à la prise en charge par EDF d'obligations nouvelles dans le cadre de ces missions de service public, en particulier à l'occasion de la négociation d'un nouveau Contrat de service public.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF, ses résultats et la situation financière du Groupe. De telles situations pourraient également être de nature à remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre son objectif de responsabilité d'entreprise n° 3 dans son ambition en faveur des populations fragiles (voir section 3.3.1.1.3 « Précarité énergétique (ORE n° 3) »).

2.2.2 Risques financiers et de marché

Le groupe EDF, par ses activités variées est exposé à de nombreux risques financiers et de marché. Cette section décrit ces différents risques en abordant les risques de taux d'intérêt, les risques de marchés financiers, les risques marchés énergies, les risques de change, de contrepartie et de liquidité. Tous ces risques pourraient affecter la capacité du Groupe à financer ses investissements. Les risques financiers et de marché sont également développés dans le rapport d'activité (section 5.1.6) et les annexes des comptes.

2A – Risque de taux d'intérêt.

Le Groupe est exposé aux risques liés à l'évolution des taux d'intérêt dans différents pays dans lesquels il opère. Ces taux dépendent en partie des décisions des banques centrales.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

I. Risque de baisse des taux d'intérêt

Des variations à la baisse des taux d'intérêt pourraient affecter l'endettement économique du groupe, du fait de l'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe, ainsi que des passifs actualisés du Groupe. Les taux d'actualisation des engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 34 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019) et les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019) sont en effet liés directement ou indirectement aux taux d'intérêt aux différents horizons de temps.

Pour le cas particulier des provisions nucléaires en France, compte tenu de la baisse des taux au cours des dernières années, le taux d'actualisation pourrait être amené à baisser au cours des prochaines années par l'application de la méthode utilisée par le Groupe, et en conformité avec la réglementation sur le taux plafond d'actualisation. L'importance de cette baisse sera dépendante de l'évolution future des taux, et des évolutions réglementaires. Une augmentation des provisions nucléaires du fait d'une baisse du taux d'actualisation pourrait rendre nécessaires des dotations aux actifs dédiés, et se traduirait par un effet défavorable sur les résultats, sur la génération de cash-flow et l'endettement financier net du Groupe.

Concernant la réglementation sur le taux plafond d'actualisation, l'arrêté du 29 décembre 2017 fixe le plafond réglementaire du taux d'actualisation.

Le cas échéant, une augmentation des provisions, notamment celles soumises à actifs dédiés, ne signifie pas néanmoins une transposition mécanique sur le montant à doter aux actifs dédiés aux dates considérées, celui-ci étant notamment fonction :

- de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant ;
- du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité de fixer un délai maximum pour effectuer la dotation, sous réserves de validation par l'Autorité de tutelle.

Par un courrier en date du 12 février 2020, la ministre de l'Énergie et le ministre de l'Économie ont informé EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires.

- le plafond réglementaire du taux d'actualisation sera exprimé en valeur réelle et formulé comme le taux à terme ultime applicable à la date considérée (Ultimate Forward Rate) et publié par l'Autorité Européenne des Assurances et des Pensions Professionnelles, majoré de cent cinquante points de base. Cette évolution interviendra de façon progressive et linéaire sur 5 ans à compter du 1er janvier 2020, à partir d'une valeur de taux réel de 2,3 % ;
- l'obligation de dotation aux actifs entre 100 et 110 % de taux de couverture pour compenser l'impact de changements d'hypothèses sur les provisions sera supprimée, tout en portant le seuil au-delà duquel les retraits sont possibles de 110 % à 120 %. L'obligation actuelle au titre des comptes au 31 décembre 2018 (797 millions d'euros) restera néanmoins applicable. Aucune dotation n'est attendue au titre de l'année 2019 ;
- le délai de prescription des mesures nécessaires par l'autorité administrative, en cas de sous-couverture constatée, passera de 3 à 5 ans à compter de la date de clôture comptable enregistrant cette sous-couverture.

Pour rappel, les changements d'estimation des provisions nucléaires résultant d'une modification de taux d'actualisation sont enregistrés (voir note 1.3 et note 32.1 des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019 au chapitre 6 du présent document d'enregistrement universel) :

- en augmentation ou réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat financier de la période dans les autres cas.

Le changement du taux d'actualisation a ainsi un impact ponctuel sur le résultat financier de l'année du changement de taux, sans équivalent les années suivantes.

La baisse des taux d'intérêt depuis 2014 a eu un effet négatif sur la situation financière du Groupe du fait de l'obligation de dotation aux actifs dédiés de couverture pour compenser, dans certaines conditions, les effets de la baisse du taux d'actualisation sur les provisions nucléaires. Sans la baisse des taux d'intérêt et du taux d'actualisation associé, les dotations aux actifs de couverture entre 2014 et fin 2019 auraient été réduites de 2 021 millions d'euros toutes choses égales par ailleurs.

Au global, une baisse des taux d'intérêt de 1 % aurait les impacts suivants :

(i) un impact sur le résultat avant impôt d'environ - 580 millions d'euros pour les passifs nucléaires, en conséquence de l'impact de cette baisse de taux sur le taux d'actualisation nucléaire correspondant ;

(ii) un impact sur le résultat avant impôt d'environ - 180 millions d'euros pour les provisions pour avantages du personnel France, en conséquence de l'impact de cette baisse de taux sur le taux d'actualisation correspondant.

Au total, la sensibilité du résultat avant impôt est d'environ - 760 millions d'euros pour une baisse de 1 % des taux d'intérêt.

II. Risque de hausse des taux d'intérêt

Des variations à la hausse des taux d'intérêt pourraient affecter la capacité du Groupe à se financer à des conditions optimales voire sa capacité à se refinancer si les marchés étaient très tendus, c'est le risque lié à l'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. Les titres financiers et les produits dérivés détenus par le Groupe, ainsi que les dettes émises, peuvent payer ou recevoir des coupons directement indexés sur les taux d'intérêt variables.

Ainsi, une hausse des taux d'intérêt de 1 % aurait un effet d'environ - 180 millions d'euros, du fait de l'augmentation des coupons liés aux dettes émises par le Groupe,

Par ailleurs, ces impacts défavorables liés à une hausse des taux sont en principe plus que compensés par les impacts favorables liés à une hausse des taux d'intérêt en lien avec les engagements de long terme (*cf.* point précédent), de sorte que la sensibilité nette du résultat avant impôt est d'environ + 580 millions d'euros pour une hausse de 1 % des taux d'intérêt.

2B – Risque marchés financiers.

De par ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers notamment à un risque sur actions

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Le Groupe est exposé à un risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et des participations directement détenues par le Groupe (voir section 5.1.6.1.5 « Gestion du risque actions » et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

2C – Risque marchés énergies.

Le Groupe est exposé, pour vendre sa production, directement ou indirectement, aux prix des marchés de gros européens de l'énergie et des marchés de capacités, dont les niveaux impactent sa situation financière.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros : électricité – prix de l'énergie et prix des garanties de capacité pour les pays concernés -, gaz, charbon, produits pétroliers, quotas d'émissions de CO_2 (voir section 5.1.2 « Éléments de conjoncture » pour des informations sur les évolutions récentes de ces prix). Il existe une corrélation entre ces marchés : une baisse des prix du gaz, du charbon, des produits pétroliers ou du CO_2 entraine une baisse des prix de l'électricité. Compte-tenu de la prédominance de la production nucléaire dans le parc EDF, qui ne nécessite ni gaz ni charbon et n'émet pas de CO_2, la baisse du prix de ces commodités a donc un impact positif très limité pour le Groupe par rapport à l'impact négatif de la baisse des prix de l'électricité qui en découle.

Différents facteurs, sur lesquels le Groupe n'a pas de contrôle, agissent sur ces niveaux de prix : les cotations des commodités sur les marchés mondiaux, l'équilibre entre l'offre et la demande, mais aussi les politiques tarifaires, fiscales ou les subventions allouées à certains moyens de production. Ces marchés peuvent ainsi connaître des fluctuations de prix importantes et non prévisibles, à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité.

Cette exposition impacte ainsi le chiffre d'affaires et l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe. En particulier, des prix durablement bas de l'électricité peuvent affecter la rentabilité des unités de production du Groupe et plus largement la valeur des actifs, ainsi que les conditions de leur entretien, leur durée de vie et les éventuels projets de renouvellement.

En France, le degré d'exposition aux prix de marché de l'électricité dépend du niveau de ventes dans le cadre du dispositif ARENH actuellement applicable jusqu'à fin 2025, lui-même dépendant du niveau des prix de marché et de possibles évolutions régulatoires :

- l'exposition est ainsi maximum lorsqu'aucun volume ARENH optionnel n'est souscrit et est alors estimée à environ 75 % de la production d'EDF, dans le cadre des modalités du mécanisme ARENH en vigueur début 2020 : EDF est ainsi fortement exposé aux baisses de prix de marché de gros de l'électricité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe en dessous du prix ARENH (actuellement 42 €/MWh) pour l'année de livraison considérée ;
- à l'inverse, l'impact positif des hausses de prix de marché de gros de l'électricité est limité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe au-dessus du prix ARENH (actuellement 42 €/MWh) et que la souscription ARENH est maximale ;
- par ailleurs, la loi énergie-climat, votée en 2019, prévoit que le gouvernement puisse, par arrêté, relever jusqu'à 150 TWh le « plafond ARENH » aujourd'hui fixé à 100 TWh (voir risque 1A Évolutions des politiques publiques France et Europe). Si cette évolution était mise en œuvre, avec ou sans augmentation du prix de l'ARENH, elle diminuerait encore la possibilité pour EDF de bénéficier des prix marché de gros de l'électricité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe au-dessus du prix ARENH.

Les risques liés aux évolutions possibles du dispositif ARENH sont décrits au risque 1B (Évolution du cadre réglementaire) Le Groupe gère son exposition aux marchés de l'énergie à travers une politique spécifique de risques marchés énergies, qui vise essentiellement à réduire progressivement les incertitudes sur le niveau de ses résultats financiers des années proches (voir section 5.1.6.2 « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » pour des informations plus détaillées sur les principes et organisations associés). Cette politique permet ainsi de lisser l'impact des variations de prix mais ne peut permettre de l'annuler : le Groupe reste ainsi soumis aux tendances structurelles de mouvement à la hausse ou à la baisse de ces marchés (voir note 43 « Gestion des risques marchés et de contrepartie » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

Par ailleurs, une instruction REMIT Groupe définit les attendus permettant de s'assurer du respect par les entités du Groupe du règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie (voir section 1.5.2.3 « Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie »).

2D – Risque de taux de change.

Du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et la situation financière.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

Le Groupe étant impliqué dans des contrats longs, une variation défavorable des devises pourrait avoir des conséquences sur la rentabilité des projets. En l'absence de couverture, les fluctuations de change entre l'euro et les devises des différents marchés internationaux sur lesquels le Groupe opère peuvent donc significativement modifier les résultats du Groupe et rendre difficiles les comparaisons de performance d'une année à l'autre. Si l'euro s'apprécie (ou se déprécie) par rapport à une autre devise, la valeur en euros des éléments d'actif et de passif, des produits et des charges initialement comptabilisés dans cette autre devise diminuera (ou augmentera). En outre, dans la mesure où le Groupe est susceptible d'encourir des charges dans une devise différente de celle dans laquelle les ventes correspondantes sont réalisées, des fluctuations des taux de change pourraient entraîner une augmentation des charges, exprimées en pourcentage du chiffre d'affaires, ce qui pourrait affecter la rentabilité et le revenu du Groupe (voir section 5.1.6.1.3 « Gestion du risque de change »).

Une variation défavorable de 10 % des cours de change des devises dans lesquelles le Groupe est endetté (USD, GBP, autres devises) aurait un impact de l'ordre de 2 % sur la dette après instruments de couverture du Groupe.

2E- Risque de contrepartie.

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients).

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

La défaillance de ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (pertes de créances, surcoûts notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles). Le risque peut être couvert par le recours à des appels de marges.

2F – Risque d'accès à la liquidité.

Le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme, et également pour faire face à tout événement exceptionnel.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

La capacité du Groupe à lever un nouvel endettement, à refinancer son endettement existant ou plus généralement à lever des fonds sur les marchés financiers, et les conditions pouvant être obtenues pour ce faire, dépendent de nombreux facteurs, dont la notation des entités du Groupe par des agences de notation. La dette du Groupe est périodiquement notée par des agences de notation indépendantes (voir section 5.1.6.1. « Gestion et contrôle des risques financiers »). Toute dégradation de la notation de la dette d'EDF pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer. Pour faire face aux besoins de liquidité, le Groupe dispose d'une réserve de cash importante. Le recours à des émissions hybrides est envisageable, et pourrait induire une modification des états financiers du Groupe, notamment en cas d'évolution des normes comptables.

2.2.3 Transformation du Groupe et risques stratégiques

3A – Capacité de transformation face aux ruptures.

La stratégie de développement du Groupe, l'évolution du périmètre d'activités et les synergies au sein du Groupe intégré pourraient ne pas être mises en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe, alors même qu'il doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, notamment sur le marché français de l'électricité, qui est son marché principal.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

En France, depuis le 1er juillet 2007, le marché de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence. Tous les clients d'EDF ont la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité (voir section 1.4.2.1 « Présentation du marché en France »). Dans un contexte d'accroissement de l'intensité concurrentielle (nouvelles attentes des clients, nouvelles réglementations, émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, évolution des prix de marché, etc.), cette évolution a eu et pourra encore avoir, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires et le résultat du Groupe en France. EDF doit en conséquence adapter ses dépenses de commercialisation ; une adaptation insuffisante pourrait avoir un impact négatif sur sa profitabilité.

Ailleurs en Europe, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position des concurrents, régulation, etc.). Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution dans le temps de cette concurrence et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent notamment de la profondeur du marché et de sa régulation dans le pays concerné et d'autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas de contrôle.

Dans ce contexte, et notamment suite au développement de nouveaux usages de l'électricité bas carbone et des services énergétiques et d'efficacité énergétique, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore risque de voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie ou sa situation financière.

Par ailleurs, le Groupe, en ligne avec l'objectif n° 1 de responsabilité d'entreprise pour protéger le climat, (voir section 3.2.1.1 « EDF, engagé en faveur du climat (ORE n° 1) »), et l'objectif n° 4, (voir section 3.2.2 « EDF, entreprise engagée auprès de ses clients (ORE n° 4) ») entend poursuivre son développement en tant qu'électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone en France, dans ses pays cœurs en Europe (Royaume-Uni, Italie, Belgique) et dans les autres pays où le Groupe est présent conformément à la stratégie CAP2030. Cette stratégie associe la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants. La stratégie et les leviers de la transformation du Groupe sont décrits dans la section 1.3 « Stratégie du Groupe ».

Une faible synergie dans le déploiement du modèle intégré du Groupe notamment amont/aval ou à travers la valorisation de la complémentarité des métiers et de la diversité des solutions déployées par le Groupe, (voir section 1.4 « Description des activités du Groupe »), pourrait conduire à une augmentation des risques liés aux aléas physiques et de marché, et à une perte de marge brute, au détriment des clients, des filiales et de la performance du Groupe. De plus, une valorisation insuffisante de la diversification géographique, ou de la diversification et de la complémentarité des solutions industrielles bas carbone proposées par le Groupe, ou encore la diminution des synergies transverses déployées au sein du Groupe intégré pourraient conduire à réduire la capacité du Groupe à faire face à la saisonnalisation de l'activité de production et de vente d'électricité, à la diversité des attentes locales et de proximité de ses clients et de ses parties prenantes, et à l'efficience et donc la compétitivité des solutions industrielles bas carbone mobilisées.

Afin de se donner les moyens de sa stratégie, le Groupe met en place des programmes de développement, d'adaptation, de réorganisation et des plans de performance. Ces programmes peuvent être complétés par une analyse stratégique des actifs, qui peut elle-même conduire à un besoin d'agilité financière supplémentaire donnant lieu à des cessions ou des acquisitions.

Tourné prioritairement vers ses clients et ses parties prenantes, le Groupe entend se développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'efficacité énergétique, son offre de solutions de production d'électricité bas carbone et décentralisées, son offre de solutions de stockage diffus, dans une logique de développement durable et dans la proximité avec les clients et les territoires. Cette transformation pourrait ne pas être suffisante ou suffisamment rapide face aux évolutions technologiques et sociétales et à la vigueur de la concurrence

Le Plan Solaire, le Plan Stockage électrique et le Plan Mobilité électrique constituent trois leviers majeurs pour développer et élargir l'éventail des solutions énergétiques bas carbone proposées par le Groupe en complément des solutions industrielles déjà largement existantes au sein du Groupe notamment éoliennes, hydrauliques et nucléaires.

Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces différents projets portant sur son offre comme sur les diverses solutions industrielles bas carbone déployées pour y répondre pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires, partenariales ou juridiques satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la réponse aux besoins exprimés par nos clients et parties prenantes et la rentabilité escomptée au départ, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe, sur son engagement dans la lutte en faveur du climat, et sur sa réputation.

Les coûts du nucléaire et leur évolution (projets nouveau nucléaire, « Grand carénage », etc.) ainsi que la capacité du Groupe à les financer pourraient contraindre le Groupe à reconsidérer le rythme de déploiement de sa stratégie.

Pour atteindre ses objectifs stratégiques de transformation, les programmes d'adaptation mis en œuvre par le Groupe reposent en grande partie sur la mobilisation individuelle et collective du personnel. Cette mobilisation pourrait ne pas être suffisante en raison d'un climat social dégradé du fait même des changements liés à ces adaptations, touchant notamment à l'organisation du Groupe, ou à des évolutions d'ordre plus général (réformes des retraites notamment).

3B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition.

Le Groupe est exposé aux effets physiques du changement climatique qui pourraient avoir des conséquences sur ses propres installations industrielles et tertiaires et plus globalement sur la situation financière du Groupe. De plus l'environnement sociétal, technologique et économique pourrait ne pas être favorable aux solutions bas carbone portées par le Groupe pour la transition face aux défis du changement climatique.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

Risques physiques

Les installations du groupe EDF sont étroitement liées aux ressources en eau, vent, ensoleillement ; la fiabilité globale du système électrique repose sur la résilience aux conditions climatiques des installations de production et des infrastructures de réseaux de distribution et de transport. Du fait de cette sensibilité au climat, les activités du groupe EDF sont susceptibles d'être affectées significativement par les effets physiques du changement climatique, qu'il s'agisse des effets chroniques ou de l'augmentation de la fréquence et de l'intensité d'événements climatiques extrêmes. Face à ces risques, les entités opérationnelles du Groupe doivent mettre régulièrement à jour leur plan d'adaptation au changement climatique, en s'appuyant chaque fois que possible sur les scénarios du GIEC, afin d'examiner les dispositions prises et à prendre. De plus, des réexamens périodiques sont réalisés sur les installations nucléaires et hydrauliques, intégrant à la fois le retour d'expérience et les projections liées au changement climatique, ce qui est un pilier fondamental de la robustesse des installations. À l'appui de ces actions, Le groupe EDF s'est doté depuis les années 1990 d'une compétence spécifique de R&D sur les enjeux climatiques, investie dans des projets de recherche collaboratifs.

Les effets du changement climatique font toutefois l'objet de nombreuses incertitudes. Malgré les actions engagées par le groupe EDF, ils pourraient avoir des conséquences défavorables sur la continuité de l'activité du Groupe, ses résultats opérationnels, ses flux de trésorerie et plus globalement ses performances opérationnelles.

Risques de transition

Le projet stratégique CAP 2030 porte l'ambition du Groupe d'être le « champion de la croissance bas carbone ». La majeure partie des investissements du Groupe sont orientés vers cette stratégie bas carbone. Cette stratégie renforce l'objectif n° 1 de responsabilité d'entreprise en faveur du climat (voir section 3.2.1.1 « EDF, engagé en faveur du climat (ORE n°1) »). Le Groupe avait déjà pris en 2018 l'engagement de réduire fortement ses émissions directes de gaz carbonique avec un objectif de 30 millions de tonnes en 2030 au lieu de 51 millions de tonnes en 2017 (réduction de 40%). En 2020, en intégrant la coalition « Business Ambition for 1.5 degrees », le Groupe EDF a encore conforté cette ambition. Il confirme son inscription dans l'objectif de la neutralité carbone en 2050, et prend de nouveaux engagements, pour baisser ses émissions directes de 50% en 2030 (scope 1) et pour réduire ses émissions indirectes (scope 3).

L'atteinte de l'objectif de réduction des émissions et plus généralement la réussite de la stratégie bas carbone du Groupe sont principalement conditionnées par la poursuite de l'acceptation sociétale de l'énergie nucléaire, la réussite de la fermeture ou de l'adaptation de centrales au combustible fossile et par le développement accéléré de moyens de production renouvelables en complément de la production nucléaire et hydraulique. Le Groupe s'est en particulier mobilisé dans le développement de l'énergie solaire en France, dans le stockage électrique et dans la mobilité électrique bas carbone, ce qui permettra de valoriser et de promouvoir les solutions énergétiques bas carbone du Groupe notamment pour le secteur du transport aujourd'hui encore très fortement émetteur de gaz carbonique en France et en Europe.

Ainsi, la stratégie du groupe EDF et son mix énergétique s'inscrivent pleinement dans les politiques publiques de transition bas carbone, qui apportent à EDF l'opportunité de valoriser l'ensemble de ses investissements et activités. Néanmoins le contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel, pourrait constituer un frein à cette opportunité. En particulier l'énergie nucléaire pourrait ne pas être reconnue au niveau sociétal comme déterminante pour permettre la transition bas carbone. Ainsi à titre d'exemple,

- les normes ou taxonomies en cours de mise en place afin de reconnaître les énergies décarbonées pourraient comporter des critères qui excluraient de fait l'énergie nucléaire Voir notamment le risque n° 1A ci-dessus « Évolutions des politiques publiques France et Europe » ;
- dans le cadre de la préparation de la Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028, e gouvernement a demandé d'examiner plusieurs scénarios entre 2030 et 2050, « allant d'un scénario 100 % renouvelable à un scénario où le nucléaire reste durablement une source de production d'électricité intégrée dans le mix pour des raisons de pilotage de la production et de compétitivité ».

De plus les nouvelles solutions énergétiques bas carbone peuvent induire de nouvelles interrogations sociétales (nouvelles technologies intrusives, emprises foncières, nouveaux conflits d'usage dans l'utilisation de l'eau, ou dans l'utilisation de ressources rares, etc.). Des évolutions législatives ou réglementaires nouvelles induites par le changement climatique pourraient également avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF et être source de nouveaux risques juridiques ou de non-conformité. Le Groupe pourrait également être amené à faire face à l'émergence de nouvelles technologies ou solutions disruptives s'inscrivant dans les objectifs de la transition.

De telles situations pourraient être de nature à rendre plus difficiles la réalisation de ces transformations et l'atteinte les objectifs visés. Elles pourraient affecter directement ou indirectement les volumes d'affaires, les marges du Groupe, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation ou ses perspectives.

Synthèses et cartographie des risques

En 2019, une synthèse sur le changement climatique et ses impacts sur EDF a été présentée devant le Conseil Scientifique d'EDF (voir section 3.1.2.2.1). De plus, une cartographie des risques climatiques à l'échelle du Groupe, portant sur l'ensemble des risques physiques et de transition, a été établie suivant les recommandations de la TCFD (Task Force for Climate Financial Disclosures, voir section 3.2.1.1.6). Les risques climatiques ont été identifiés et évalués selon la méthode générale de cartographie des risques du Groupe. Cette cartographie des risques climatique, s'appuyant notamment sur les plans d'adaptation des entités opérationnelles et sur le rapport au Conseil Scientifique, a débouché sur un plan d'actions mobilisant le Groupe tant au niveau Corporate qu'au niveau des entités. Elle a été examinée par le Comité d'audit. Une description détaillée de cette cartographie des risques est précisée en annexe du chapitre 3.

3C – Adaptation des compétences des salariés.

L'adaptation et le développement des compétences pourraient être insuffisants au regard de la transformation du Groupe, des besoins des métiers et des nouvelles donnes en matière d'organisation et de modes de travail.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Le développement humain constitue l'objectif n° 2 de responsabilité d'entreprise (voir section 3.3.3.1 « EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés»). Dans un environnement en pleine évolution, un contexte de transition énergétique et numérique, avec un périmètre d'activité du Groupe qui évolue, de nombreux métiers nouveaux se développent, de nouveaux modes de travail se mettent en œuvre (entreprise étendue, fonctionnement en plateau projet, télétravail etc.), et les métiers historiques sont eux-mêmes en très forte évolution tout en demeurant à un très haut niveau de technicité avec toujours une très haute exigence en matière de culture de sûreté et de sécurité, pour l'hydraulique et le nucléaire notamment comme pour les réseaux d'électricité. La dimension humaine et socio organisationnelle est un élément clé de la performance du Groupe. L'anticipation des nouveaux besoins et des nouvelles exigences liés aux nouveaux métiers, la nécessaire adaptation fonctionnelle et géographique associée à l'accompagnement de l'évolution du périmètre d'activité, induisent une adaptation et un développement continu des compétences et des organisations. (voir section 3.3.3.1.1 « Employabilité des salariés et renforcement de l'ascenseur social interne » et section 3.3.3.1 « EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés »). Les temps d'obtention des qualifications ou habilitations peuvent nécessiter plusieurs années et des recouvrements suffisants pour la transmission des connaissances et de l'expérience. La rapidité de l'évolution de la technologie et donc des métiers exige une souplesse et une capacité d'adaptation renforcée au niveau des personnes comme au niveau des organisations et des méthodes de travail, d'acquisition et de transmission des compétences individuelles comme collectives.

Le groupe EDF considère l'adéquation dynamique dans le temps des compétences aux besoins comme un enjeu majeur et met donc en œuvre les dispositions adéquates dans l'accompagnement du changement. Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours suffisantes, en temps utile, à des conditions satisfaisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité, sa situation financière et sa réputation en tant qu'employeur.

3D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme.

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe (voir note 34 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019). En France, à ces engagements au titre des retraites s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité. La réforme en cours des retraites en France pourrait avoir un impact sur les engagements du Groupe.

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place des fonds externalisés ou des fonds de pension. Selon les cas, ces actifs ne permettent fin 2019 qu'une couverture partielle de ces engagements, qui, pour le Groupe, représentent toutefois des échéances relativement lissées dans le temps. Au 31 décembre 2019, la duration moyenne des engagements pour avantage du personnel s'établit à 19,7 ans en France et 19,5 ans au Royaume-Uni.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et, dans le cas des engagements sociaux en France, des règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds externalisés ou des fonds de pension devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, notamment au Royaume-Uni ou en France, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière.

2.2.4 Performance opérationnelle

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer de façon continue sa performance opérationnelle, qui conditionne sa performance financière, ainsi que, directement ou indirectement, l'atteinte des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise définis aux sections 3.2 et 3.3. L'atteinte de résultats opérationnels conditionne aussi la capacité de transformation du Groupe et sa réputation.

Cependant, le Groupe ne peut pas garantir que les programmes qu'il met en œuvre auront les résultats escomptés ou que ces résultats seront obtenus selon le calendrier prévu, ni qu'ils seront suffisants pour faire face aux aléas techniques ou industriels, ou aux évolutions réglementaires et économiques.

La non atteinte des résultats opérationnels attendus peut donc conduire à dégrader directement la situation financière du Groupe, sa réputation, et sa propre capacité de transformation.

Cette section détaille les risques les plus significatifs susceptibles de dégrader la maîtrise des opérations et des projets du Groupe.

4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR.

Le Groupe réalise des projets de très grande ampleur. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe en termes d'impact financier potentiel sur ses capitaux propres et de conséquences sur sa stratégie de développement En particulier, la réussite des projets EPR est conditionnée par des facteurs spécifiques d'ordre industriel, réglementaire et financier.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

Dans le cadre de son activité, le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une complexité inhérente, qui requièrent des investissements importants et de longues procédures d'instruction et d'autorisations réglementaires. Un très grand nombre de parties prenantes peuvent être impliquées. La réalisation de certains projets peut conduire EDF à mettre en œuvre des partenariats industriels et/ou financiers. Les projets peuvent également nécessiter d'être associés à des projets de développement territoriaux ou faire l'objet de difficultés d'acceptation locale. La maîtrise de ces projets s'inscrit dans l'objectif n° 5 de responsabilité d'entreprise qui est d'organiser, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation autour des projets (voir section 3.3.1.2.5 « Dialogues et concertations autour des projets » (ORE n° 5). Afin d'améliorer cette maîtrise, le Groupe s'est engagé dans une refonte de son management de projets et a défini une politique « Engagements » qui impose une analyse des risques et des éléments de sécurisation associés.

De tels projets peuvent concerner notamment, en France ou à l'international, des ouvrages en mer pour les énergies nouvelles (éolien off-shore en France), la pose de nouveaux compteurs (Linky en France, porté par Enedis) sur l'ensemble d'un réseau de distribution concernant des dizaines de millions de clients, en France ou au Royaume Uni, la réalisation de projets hydrauliques, ou la réalisation d'investissements nucléaires de grande ampleur sur des dizaines d'années (Grand Carénage, projets EPR et projets de déconstruction, notamment).

Ces projets sont généralement de grande envergure et de longue durée ; ils impliquent de nombreux partenaires industriels et des investissements significatifs dont les conditions de financement et de tarification peuvent être encore à confirmer. La mise en place de ces financements pourrait, compte tenu du contexte économique ou institutionnel, être retardée.

La réalisation de ces projets peut être confrontée à de nombreux aléas techniques, industriels, opérationnels, économiques, réglementaires, environnementaux ou d'acceptabilité susceptibles de remettre en cause les échéanciers, les coûts associés, ou la rentabilité des projets. Les relations avec les partenaires associés à EDF dans ces projets peuvent également être source de difficultés. Les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certains de ces projets compte tenu des technologies et des partenariats mis en œuvre.

À cet égard en octobre 2018 le Département de l'Énergie Américain (« US DoE ») a émis une décision relative à la coopération nucléaire civile avec la Chine qui traite notamment des transferts de biens et technologies américains, ou d'origine américaine, vers CGN, ses filiales et entités liées. Cette décision concerne les technologies relatives aux équipements au sein ou directement attachés à la cuve, de contrôle de puissance du cœur et ceux qui contiennent ou sont en contact direct avec le fluide primaire. Le 14 août 2019 le Département du Commerce Américain (« US DoC ») a émis une décision plaçant 4 entités du Groupe CGN sur la liste des entités soumises à restrictions (entity list) et concernant tout transfert de biens et technologies notamment à double usage américains, ou d'origine américaine (ou comportant un certain pourcentage de contenu américain) soumis à la juridiction de l'US DoC (Export Administration Regulations : couvrant tous les biens et technologies notamment à double usage du commerce autres que ceux relevant des juridictions du US DoE et de la Nuclear Regulatory Agency). En conséquence de ces décisions, le transfert des biens et technologies à destination des entités visées, et pour le périmètre technique les concernant au titre des décisions, doit faire l'objet d'une autorisation préalable spécifique de la part des juridictions US compétentes, une telle autorisation faisant l'objet d'une présomption de refus.

Par ailleurs ces projets nécessitent des autorisations administratives, des licences ou des permis qui peuvent faire l'objet de contentieux, de retraits ou de retards d'obtention.

De telles situations pourraient, notamment en cas de non-respect d'engagements contractuels du Groupe ou d'exposition potentielle du Groupe en cas d'aléa majeur dans la réalisation de ces projets ou l'exploitation de ces réacteurs, avoir une incidence majeure sur les activités du Groupe, son résultat, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation et ses perspectives.

La réussite des projets EPR, en particulier, conditionne la performance et la réputation de la filière industrielle nucléaire, et à travers elle, celles du Groupe.

Le projet de Flamanville 3 constitue un enjeu majeur pour le Groupe, à la fois industriel, réglementaire et financier. La réalisation des objectifs de calendrier et de coûts reste conditionnée, notamment, par :

- la mise en œuvre du plan d'actions sur les 53 soudures à reprendre sur les tuyauteries du circuit secondaire principal, ainsi que celles des 8 traversées pour lesquelles l'ASN a demandé une réparation immédiate. Pour ces 8 soudures, le scénario privilégié de reprise par des robots télé-opérés pourrait se heurter à de difficultés de réalisation compte tenu notamment du caractère innovant de ce dernier ;
- la réussite des essais de démarrage encore à réaliser et le transfert à l'exploitant ;
- l'obtention des différentes autorisations qui doivent encore être délivrées par l'ASN. Dans ce contexte, EDF a déposé, à titre conservatoire, une demande de modification du décret d'autorisation de création auprès du ministère de la Transition écologique et solidaire, le 11 mars 2019, afin de porter l'échéance de la mise en service du réacteur à avril 2024 ;
- l'émergence de tout autre risque ou défaut.

Compte tenu de ces éléments, le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif de validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Toutefois, le Groupe pourrait faire face à d'autres éventuels surcoûts et délais potentiellement significatifs notamment si le scénario privilégié ne pouvait être mis en œuvre et qu'il faille faire appel au scénario de repli étudié par EDF et fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde (voir section 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 »).

Il est rappelé que le coût de construction à terminaison de 12,4 milliards d'euros est exprimé en Euros 2015 et qu'il n'intègre pas les intérêts financiers intercalaires. S'agissant d'un coût de construction, il n'intègre pas non plus d'autres éléments nécessaires au projet tels que les pièces détachées destinées au fonctionnement ultérieur de la centrale.

Les états financiers au 31 décembre 2019 indiquent à cet égard (note 25. 1 de l'annexe des comptes consolidés 31.12.19 - section 6.1 « Etats financiers) que :

- le montant des intérêts intercalaires s'élève à 3.028 millions d'euros ;
- le stock de pièces détachées, les frais de pré-exploitation ainsi que d'autres actifs corporels liés au projet s'élèvent à 1.033 millions d'euros.

Par ailleurs, ces montants correspondent aux coûts encourus au 31 décembre 2019, et non à des coûts projetés à la date de chargement du combustible prévue à fin 2022.

Les études du Projet EPR 2 se poursuivent afin de proposer un réacteur compétitif en vue du renouvellement du parc nucléaire existant. La non-obtention de la cible de compétitivité, l'absence d'un cadre régulatoire approprié, la non-obtention ou l'obtention tardive des autorisations requises pour poursuivre le développement du réacteur, pourraient avoir une incidence sur la situation financière du Groupe (voir section 1.4.1.2 « Projets Nouveau Nucléaire EPR2 »). Le gouvernement a publié le 25 janvier 2019 les orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Conformément à ces orientations, le gouvernement a demandé à EDF de préparer, avec la filière nucléaire, un dossier d'ici mi-2021 sur un programme de renouvellement des installations nucléaires en France.

En Chine, le Groupe détient une participation de 30 % à côté de son partenaire chinois CGN au sein de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited). Taishan 1 a été le premier réacteur EPR à être couplé au réseau le 29 juin 2018. Sa mise en service commercial a été prononcée le 13 décembre 2018. Le réacteur Taishan 2 est quant à lui entré en service commercial le 7 septembre 2019. Le tarif de rachat de l'électricité produite par Taishan a été fixé à 435 RMB/MWh (environ 56 €/MWh) à hauteur de 7 500 heures de fonctionnement par an et par réacteur, l'éventuel surplus étant vendu au prix de marché. Ce tarif, inférieur aux attentes d'EDF, est en vigueur jusqu'à fin 2021. Le travail se poursuit auprès des autorités chinoises compétentes en vue de définir son évolution future.

Au Royaume-Uni, la maîtrise de la conception et la mise sous contrôle des fabrications et des jalons majeurs du chantier conditionnent la rentabilité du projet Hinkley C et le financement des autres éventuels futurs projets au Royaume-Uni. Le Groupe a une participation de 66,5 % dans le Projet Hinkley Point C, avec à ses côtés son partenaire chinois CGN pour 33,5 % (voir sections 1.4.1.2.2 « Autres projets – Nouveau Nucléaire » et 1.4.5.1.2.4 « Royaume-Uni – Division Nouveau Nucléaire »). En juin 2019, le projet HPC a atteint le jalon J-0 (achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité n° 1) comme prévu. À la suite de cette étape majeure, une revue des coûts, du calendrier et de l'organisation du projet HPC a conclu que le risque de report de la

livraison des unités 1 et 2 communiqué précédemment (15 et 9 mois respectivement) s'est accentué, et que le coût de construction à terminaison du projet est désormais estimés entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling2015, soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 milliards de livres sterling2015 par rapport aux évaluations précédentes. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts résultent essentiellement des conditions de sol difficiles, ayant rendu les travaux de terrassement plus coûteux que prévu, de la révision des objectifs des plans d'actions opérationnels, et des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre du design fonctionnel d'une tête de série adaptée au contexte réglementaire britannique.

Compte tenu du nouveau coût à terminaison induit par ces évolutions, le besoin de financement du projet dépassera l'engagement contractuel des actionnaires ce qui pourrait conduire à des difficultés de financement en cas de désalignement de ces derniers. Ce projet, par son ampleur et sa complexité comporte de multiples risques de retards et de surcoûts, comme tous les projets similaires.

Le TRI du projet est sensible au taux de change et pourrait être réduit en cas de baisse importante de la livre sterling par rapport à l'euro, notamment sous l'effet du Brexit. Les modalités de mise en œuvre du Brexit peuvent impacter plus généralement les conditions de réalisation du projet, notamment sur les droits de douane, les mouvements de personnes et les échanges de produits et services. Enfin, la gouvernance du projet pourrait également être affectée en cas de désalignement entre les actionnaires. L'évolution de ces différents facteurs pourrait avoir un impact significatif sur la situation financière du Groupe.

EDF a également signé deux autres accords avec CGN relatifs aux projets de construction nucléaire au Royaume-Uni de Sizewell C et Bradwell B (voir section 1.4.5.1.2.4 « Royaume Uni – Division Nouveau Nucléaire »). La capacité d'EDF à prendre une décision finale d'investissement sur Sizewell C et à participer au financement de ce projet au-delà de la phase de développement pourrait dépendre de la maîtrise opérationnelle du projet Hinkley Point C, de la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté et de l'existence suffisante d'investisseurs et de financeurs intéressés dans le projet, lesquels ne sont pas assurés à ce jour.. Sur le projet de Bradwell B, l'évaluation par l'Office for Nuclear Regulation du design générique du modèle de réacteur UK HPR1000 (UK Hualong) est en cours et le développement de cette technologie sur le site de Bradwell B au Royaume-Uni pourrait être impacté par ce processus. Le nouveau contexte créé par le Brexit peut conduire à modifier les conditions de rentabilité des projets et à réinterroger voire éloigner des investisseurs associés aux futurs projets du Groupe au Royaume-Uni ou en Europe.

Le 10 mars 2018, le Président-Directeur Général d'EDF et celui de NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Limited), qui exploite déjà 22 réacteurs en Inde, ont signé un accord industriel non engageant (Industrial Way Forward Agreement) en vue de la réalisation de six réacteurs de type EPR sur le site de Jaitapur en Inde. D'une puissance totale avoisinant 10 GW, Jaitapur devrait être le plus grand projet nucléaire au monde. EDF a remis le 14 décembre 2018 une offre non engageante. Dans cette offre, EDF, associée à GE et à sa filiale Framatome, agit en tant qu'intégrateur de l'ingénierie pour l'ensemble du projet et fournisseur de la technologie EPR. Pour les deux premiers réacteurs, EDF assurerait l'ensemble des études d'ingénierie ainsi que des achats de composants. (voir section 1.4.1.2.2 « Autres projets – Nouveau Nucléaire » et section 1.4.5.3.6.2 « Asie du Sud-Est et du Sud »). Les discussions en vue de la remise d'une offre engageante sont en cours avec NPCIL sur cette base.

La prise en compte des besoins de l'exploitant final, responsable de la sûreté en exploitation, dès le début de la conception, et tout au long des études et de la réalisation des projets EPR, est un élément fondamental pour la réussite des projets EPR et pour la sûreté en exploitation des réacteurs EPR auxquels le Groupe est partie prenante.

Framatome est devenue une filiale du Groupe et à ce titre peut exposer le Groupe à travers ses activités en France comme à l'international, pour d'autres exploitants nucléaires qu'EDF ou encore d'autres clients. L'exposition peut être notamment d'ordre financier ou réputationnel du Groupe. La performance industrielle de Framatome demeure stratégique pour EDF Exploitant nucléaire en France et au Royaume Uni. La réussite des projets EPR est conditionnée par la qualité et le respect des clauses contractuelles dans la production par Framatome d'études, de composants ou de services pour chacun des Projets EPR.

La réussite et la création de valeur induite par l'intégration de Framatome au sein du groupe EDF suppose une convergence dans les perspectives en matière de projets nucléaires, et le développement de synergies en résultant. La non-atteinte de ces objectifs pourrait être de nature à remettre en cause la compétitivité de la filière nucléaire en France et de celle du Groupe dans son développement international, et dans la réussite de tous les Projets EPR.

Les autres enjeux et risques spécifiques de l'activité nucléaire, qu'il s'agisse de la sûreté nucléaire, de la maîtrise des opérations d'exploitation ou de maintenance, des engagements de long terme ou du cycle du combustible, sont précisés dans la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

4B – Atteinte à la sûreté hydraulique.

Les ouvrages hydroélectriques exploités par le Groupe présentent des risques aux conséquences potentiellement graves pour les populations, les biens et l'environnement, avec un impact financier et réputationnel pour le Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Les ouvrages hydrauliques du Groupe présentent des risques spécifiques aux conséquences potentiellement très graves : rupture, débordement lors de crue, manœuvres d'exploitation. La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur. Elle comporte trois activités principales :

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 67 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière mise en œuvre par le préfet compétent ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulières de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur l'état de ses barrages. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des grands barrages, une étude de danger comprenant un examen technique complet, est réalisée tous les dix ans. Cet examen nécessite une vidange ou une inspection des parties immergées avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DREAL et STEEGBH – Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique).

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique (Voir section 1.4.1.5.1.2). Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site Internet du Groupe.

4C – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires).

Le Groupe est exposé aux risques relatifs à la santé et à la sécurité au travail, pour son personnel comme pour celui de ses prestataires.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Le patrimoine humain et les compétences qui y sont associées, constituent un enjeu de premier ordre pour le Groupe comme pour ses prestataires. La nature industrielle et la diversité des activités du Groupe renforcent le caractère fondamental du respect des règles et de la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenant dans les installations industrielles du Groupe pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu sur l'ensemble des domaines d'activité du Groupe. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui pourraient s'avérer significatifs.

Face à ce risque, le Groupe met en œuvre depuis de nombreuses années les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires

relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants.

Chaque entité du Groupe porte des plans d'actions visant à améliorer en permanence la sécurité et la santé au travail. Des actions sont également menées à l'échelle du Groupe dans son ensemble : définition et promotion des règles vitales, journée d'arrêt du 3 octobre 2019 pour mener des réflexions collectives face à la persistance d'accidents mortels (voir section 3.3.3 « EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés et de ses prestataires »).

4D – Attaque du patrimoine, notamment cyber.

Le Groupe est exposé à des risques d'actions malveillantes sur son patrimoine matériel ou immatériel, notamment sur son système d'information.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et/ou aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et causer des interruptions de l'exploitation. Le Groupe serait par ailleurs contraint à des investissements ou des coûts additionnels si les lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques devenaient plus contraignantes.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples, interconnectés et complexes (bases de données, serveurs, réseaux, applications, etc.) indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, à la préservation de son patrimoine humain, industriel et commercial, à la protection des données personnelles (clients et salariés), et devant s'adapter à un contexte en forte évolution (transition numérique, développement du télétravail, nouveaux modes de travail partagé en entreprise étendue avec les fournisseurs, évolution de la réglementation etc.).

La fréquence et la sophistication des incidents de piratage des systèmes d'information ou de corruption des données sont au niveau mondial en augmentation. L'impact d'une agression malveillante peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe.

Le groupe EDF a défini une politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance et une politique Sécurité des systèmes d'information afin de prévenir ce risque et d'en limiter les impacts en cas d'agression. Ces politiques sont complétées par une instruction relative à la protection des données personnelles. Cependant le Groupe ne peut exclure une attaque de ses systèmes d'information qui aurait des conséquences sur l'activité opérationnelle du Groupe, ses finances, sa position juridique, en particulier vis-à-vis de l'intégrité des données personnelles, ou sa réputation.

Une charte d'utilisation des ressources IT est annexée au règlement intérieur de l'entreprise. Des formations à la sécurité SI adaptées aux différents profils (utilisateurs, chefs de projets, Responsables sécurité SI…) sont proposées aux salariés. Un *reporting* relatif à la maîtrise du risque cyber sécurité est assuré auprès du Comité d'audit du Conseil d'administration. Plusieurs dizaines d'audits de sécurité sont réalisés chaque année par des sociétés externes d'audit sécurité SI qualifiées « PASSI » (Prestataires d'audit de la sécurité des SI) par l'ANSSI (Agence Nationale de la Sécurité des SI), tant sur des infrastructures IT que sur des systèmes d'information métiers. En outre, un *reporting* mensuel des incidents de sécurité SI est réalisé par le SOC Groupe (Security Operational Center) d'EDF.

En 2019, les principales actions déployées en matière de cybersécurité et de protection du patrimoine immatériel sont :

- la notification d'objectifs cybersécurité aux Directeurs des principales Entités du Groupe ;
- la définition d'un référentiel de sécurité basé sur les règles de l'Agence Nationale de la Sécurité des Systèmes d'Information ;
- la conduite de six campagnes de sensibilisation à la protection de l'information au niveau du Groupe, et de très nombreuses campagnes portées par le *management* de proximité et adaptées aux spécificités métiers conduites par les Entités ;
- la réalisation de deux exercices de crise sur les *data centers* d'EDF,
- la réalisation d'un exercice de crise cybersécurité au niveau Groupe permettant à EDF de tester ses capacités à résister à des cyberattaques ;
- l'actualisation de la politique de lutte contre la malveillance ciblant le patrimoine immatériel pour répondre aux nouveaux risques cyber et comportementaux ;
- la création d'une fonction de réponse à incident (CERT) de niveau Groupe.

4E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles.

Le Groupe est exposé à la continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles avec ses fournisseurs ainsi qu'aux variations de prix et de disponibilité des matières, des matériels ou des prestations qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Les besoins du Groupe peuvent s'exercer sur des marchés à surface réduite ou à tensions croissantes, de par notamment la structure et l'évolution de l'offre industrielle ou la montée de la concurrence de nouveaux usages, notamment avec les besoins croissants des systèmes d'information et les besoins des acteurs de l'énergie. La transition liée à l'évolution du climat peut aussi introduire de nouvelles tensions dans les chaînes d'approvisionnement. Certaines matières, certains matériels ou certaines prestations pourraient faire par ailleurs l'objet d'une demande accrue au regard de l'offre industrielle disponible, ce qui pourrait avoir un impact sur leur coût et leur disponibilité. Ces tensions sur les marchés peuvent renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques et entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Les fluctuations de prix et de disponibilité de certaines matières premières ou produits structurants dans la constitution des prix de l'électricité et des services énergétiques peuvent affecter les capacités d'approvisionnement et les résultats du Groupe.

Le Groupe fait appel, essentiellement dans les domaines de la production, nucléaire, hydraulique ou renouvelable, du stockage ou de la mobilité électrique, à des technologies qui nécessitent des matières ou des éléments auxquels l'accès peut représenter un enjeu fort [(1)]. La rareté ou les conditions d'accès à certaines matières premières peuvent être rendues critiques pour le Groupe en raison de limitations d'ordre géologique, géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, particulièrement dans un contexte de transition énergétique. Le développement des usages, notamment liés au stockage, à la croissance des énergies renouvelables et à la pénétration de l'électricité bas carbone, pourrait générer des difficultés d'accès à certaines matières : Lithium pour batteries, terres rares ferromagnétiques pour l'éolien, Indium ou Sélenium pour le solaire… Ces difficultés pourraient limiter la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de développement. De plus, la maîtrise des conditions d'extraction, de transformation, de conditionnement ou de mise à disposition des matières premières ou semi-ouvrées pour les besoins du Groupe, peut faire l'objet de dispositions appelant à une maîtrise des exigences réglementaires et un devoir de vigilance renforcés.

Par ailleurs, le Groupe dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs industriels disposant de compétences spécifiques et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur des marchés où EDF est acheteur et crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques. C'est le cas en particulier pour Orano (qui présente plus de 34 % des achats d'EDF de tous types de combustibles en 2019), Westinghouse et GE. Les changements d'actionnariat ou de gouvernance de ces différents prestataires peuvent également avoir une incidence sur la qualité, la continuité opérationnelle des contrats en cours, ou le coût des services rendus et des produits livrés. Une surveillance régulière de la situation de ces fournisseurs est réalisée au travers de revues spécifiques.

La performance du Groupe repose aussi sur les contrats passés avec les fournisseurs d'équipements ou de services. Une meilleure gestion des contrats conclus est un enjeu majeur de maîtrise des opérations, des délais et des coûts associés. C'est le rôle de la fonction *Contract Management* qui vise à améliorer la gestion des risques et créer des opportunités dans la gestion des contrats. Cette fonction fait intervenir des *Contract Managers* positionnés dans les métiers tout au long du processus contractuel. Elle constitue une ligne de défense supplémentaire dans le *management* des contrats, en lien avec le corporate et les métiers. La Direction du *Contract Management*, rattachée au *Secrétaire* Général, a pour mission de structurer cette fonction, animer la filière *Contract Management*, mesurer sa performance et professionnaliser les acteurs.

(1) Le thème d'approvisionnement en Uranium n'est pas considéré ici. Il est abordé dans le risque 5D Maîtrise du cycle du combustible.

4F – Risque de black-out.

Des coupures de courant répétées dans l'alimentation des clients ou un *black-out*, un incident réseau électrique généralisé, sur un territoire desservi par le Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient en partie imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, la situation financière et la réputation du Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

Le Groupe pourrait être confronté à des coupures de courant répétées, voire à un *black-out*, un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causés se produisait sur un réseau non exploité par EDF ou était imputable à un autre acteur.

Les causes des coupures de courant peuvent être diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation ou d'acheminement, ruptures en cascade, problèmes d'interconnexion, retards dans les investissements et adaptations nécessaires dans les réseaux pour accompagner les besoins induits par la transition énergétique et écologique, difficulté à coordonner les acteurs notamment dans un marché dont la régulation serait insuffisante ou en évolution.

De telles ruptures d'alimentation pourraient avoir en premier lieu pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et pourraient entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles impliqueraient également une baisse du chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, elles pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière ou la réputation du Groupe auprès de ses clients et l'ensemble de ses parties prenantes en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être en partie imputable.

4G – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité.

Le Groupe exploite des installations pour lesquelles des accidents pourraient, en cas de défaillance de la sécurité industrielle, avoir des conséquences graves sur l'environnement humain ou naturel, notamment en matière de biodiversité et de capital environnemental.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

Le Groupe exploite ou a exploité, des installations qui, dans le cadre de leur fonctionnement courant, peuvent, pourront ou ont pu être à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires. Les installations du Groupe peuvent être situées dans des zones industrielles où existent d'autres activités présentant le même type de risques, de telle sorte que des accidents survenant dans des installations voisines, appartenant à d'autres exploitants et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les propres installations du Groupe.

Toutes les installations et projets du Groupe sont concernés par les questions de biodiversité, notamment en France où EDF est un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance. Cet enjeu est d'autant plus important que la transition énergétique introduit de nouvelles exigences ou des exigences renforcées. Le Groupe s'engage en faveur de la biodiversité à travers son objectif de responsabilité d'entreprise n° 6 (voir section 3.3.2.1 « EDF, entreprise responsable à l'égard de la biodiversité (ORE n° 6) »).

Les mesures prises pour la sécurité industrielle et la maîtrise de ces risques peuvent ne pas s'avérer pleinement efficaces, ce qui pourrait avoir des conséquences sur les personnes, les biens et la continuité de l'exploitation. Des mesures conservatoires pourraient être prises sur des installations similaires. La responsabilité du Groupe pourrait être engagée.

Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer insuffisantes, et le Groupe ne peut pas garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement complémentaire dans la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ». Les risques spécifiques aux installations hydrauliques sont détaillés au 4B ci-dessus.

L'impact d'une défaillance de la sécurité industrielle peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe, et remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre l'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 6 sur la biodiversité.

Le Groupe possède 40 installations classées Seveso au titre de la directive européenne pour la prévention et la gestion des risques industriels majeurs. Il s'agit essentiellement d'installations de stockage ou d'entreposage de fioul, de gaz ou de produits chimiques. Les prescriptions réglementaires applicables à ce type d'installations sont mises en œuvre sur tous les sites concernés du Groupe. Les sites Seveso français du Groupe ont en outre tous répondu aux demandes des préfets faisant suite à l'incendie survenu le 26 septembre 2019 à l'usine Lubrizol, classée Seveso, de Rouen.

2.2.5 Risques spécifiques aux activités nucléaires

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial, en nombre de réacteurs en exploitation (73 réacteurs dont le groupe EDF est exploitant nucléaire, parmi 447 réacteurs de puissance en exploitation dans le monde au 01/01/2020) [(1)].

Le Groupe possède des installations nucléaires de base dans le cycle du combustible et réalise des activités d'études, de fabrication d'équipements et de fourniture de services auprès d'autres exploitants nucléaires depuis l'intégration en 2018 de la filiale Framatome dans le périmètre du Groupe.

Le Groupe possède par ailleurs des participations minoritaires dans des réacteurs nucléaires en exploitation en Chine, aux États-Unis et en Belgique, sans toutefois en être l'exploitant.

Le Groupe investit dans des projets de nouveaux réacteurs, en France, au Royaume-Uni, et en Chine et exerce son activité industrielle nucléaire dans d'autres pays, notamment en Inde et aux Émirats Arabes Unis, pays au sein desquels des exploitants nucléaires ont signé des accords avec le Groupe.

La part du nucléaire, énergie bas carbone et composante du mix électrique du Groupe, représente ainsi un atout industriel important pour la compétitivité et le développement du Groupe.

Compte tenu du faible impact en matière d'émission de gaz carbonique fossile de la filière nucléaire sur l'ensemble du cycle de vie industrielle, la performance et la maîtrise des activités nucléaires contribuent directement à l'atteinte des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, pour s'engager en faveur du Climat (*cf.* ORE n° 1), s'engager en faveur du développement humain (*cf.* ORE n° 2), s'engager en faveur des populations fragiles (*cf.* ORE n° 3), notamment en matière de lutte contre la précarité énergétique et d'accès à l'énergie, propre, bas carbone et compétitive, y compris pour les plus démunis, s'engager pour que chaque client consomme mieux (*cf.* ORE n° 4), dialoguer et concerter (*cf.* ORE n° 5), et s'engager en faveur de la biodiversité (*cf.* ORE n° 6). (voir sections 3.2 et 3.3). La maîtrise et la performance des activités nucléaires sont au cœur de la politique de développement durable d'EDF.

Les activités nucléaires d'EDF portent les enjeux suivants :

- comme pour tout exploitant nucléaire, la sûreté nucléaire, reposant sur des dispositions techniques et organisationnelles pour se prémunir d'un accident nucléaire, et dans le cas hypothétique d'un accident, pour en limiter les conséquences, est inscrite de façon prioritaire et durable dans l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire. L'activité nucléaire est exercée sous le contrôle des autorités de sûreté nucléaire dans les pays dans lesquels le Groupe exerce une responsabilité d'exploitant nucléaire. La non prise en compte de la sûreté nucléaire comme priorité n° 1 pourrait avoir un impact important voire vital pour le Groupe ;
- l'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations détaillées et exigeantes, avec, notamment en France, un régime de contrôle et de réexamen périodique des installations nucléaires de base, qui porte, au premier chef, sur la sûreté nucléaire, la protection de l'environnement et de la santé publique, et d'autre part sur des considérations de sécurité contre les actes de malveillance. Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un renforcement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir section 1.5.3.2 « Réglementation applicable aux installations nucléaires de base »). Par ailleurs, un renforcement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur ou futures pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires du Groupe ou se traduire par des astreintes financières, comme le précise l'article L. 596-4 du Code de

(1) Source : www.iaea.org/pris

l'environnement. Les cas de non-conformités aux réglementations ou de non-respect des engagements pris sont également susceptibles d'être utilisés par des tiers à l'encontre d'EDF et portés devant les tribunaux. L'augmentation du nombre des demandes de l'autorité de la sûreté nucléaire et le renforcement des contrôles peuvent accroître les coûts de remise en conformité et les risques pour EDF ;

- si l'activité nucléaire peut contribuer efficacement à la sécurité d'approvisionnement énergétique et à la lutte contre l'effet de serre, elle doit aussi démontrer sa compétitivité et son acceptation aux différentes échelles de temps sur lesquelles elle s'exerce. L'activité nucléaire nécessitant par nature des investissements conséquents et de long terme, qui peuvent se réaliser sur des dizaines d'années, la robustesse et l'efficacité sur la durée des programmes d'entretien et de mise à niveau du parc en exploitation, des nouveaux projets de réacteurs, et le respect des engagements de très long terme font nécessairement l'objet d'une vigilance particulière, avec des cycles industriels qui se situent à l'échelle du siècle voire au-delà ;
- le cycle du combustible nucléaire s'inscrit dans cette perspective industrielle de long terme. EDF a une responsabilité spécifique dans l'élaboration d'une stratégie de long terme avec les différentes parties prenantes ;
- l'activité nucléaire est une activité industrielle qui réunit un grand nombre de partenaires industriels, en France, en Europe et à travers le monde. En France, EDF s'est vu confier, par les pouvoirs publics, le rôle de chef de file dans la filière nucléaire, avec intégration de la filiale Framatome, ce qui implique des risques spécifiques associés à l'exercice de cette responsabilité et aux activités de Framatome.

EDF étant le premier exploitant nucléaire mondial, l'exploitation du retour d'expérience mondial et l'inter-comparaison avec les meilleures pratiques industrielles internationales [1] constituent un défi permanent pour permettre au groupe EDF d'être en situation de pouvoir durablement maîtriser les risques de ce positionnement mondial.

5A – Non-respect des objectifs (i) d'exploitation et/ou (ii) de prolongation de la durée de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni).

Le Groupe pourrait ne pas atteindre les objectifs d'exploitation de ses parcs nucléaires, en termes de sûreté et de disponibilité. Il pourrait aussi ne pas obtenir l'autorisation de poursuivre l'exploitation de ses réacteurs au-delà de l'échéance prévue actuellement, voire ne pas être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance en France comme au Royaume Uni. Le Groupe pourrait par ailleurs ne pas réussir à maîtriser en coûts et délais ses opérations de mise à niveau du parc en exploitation (« Grand carénage » en France).

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

En France, le parc de réacteurs nucléaires actuellement exploités par le Groupe est très standardisé (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les réacteurs plus récents et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement sur un réacteur, les mesures à prendre sur les autres. Mais cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs réacteurs ou à une génération ou à un palier de réacteurs (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »).

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il ne sera pas confronté à des réparations génériques ou des modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même que surviennent des événements pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc. Ainsi, l'écart lié au procédé de détensionnement des soudures de générateurs de vapeur (GV) détecté et signalé à l'Autorité de Sûreté à l'été 2019 a concerné les GV installés sur 6 réacteurs du parc nucléaire en exploitation en France et l'EPR de Flamanville 3. Framatome étend l'investigation aux autres procédés de détensionnement.

À l'occasion des réexamens périodiques effectués lors des visites décennales et à la suite de l'accident de Fukushima au Japon, le Groupe a été conduit à élaborer un important programme de travaux, appelé « Grand carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration (Voir section 1.4.1.1.2). Les aléas potentiels de celui-ci incluent un éventuel retard dans l'instruction des autorisations requises pour l'engagement des opérations, notamment pour ce qui concerne les autorisations attendues de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Ils peuvent également concerner la fabrication et la livraison sur site des nouveaux équipements ou la réalisation des interventions sur les sites dans un contexte de forte densité d'opérations industrielles à mener concomitamment.

Pour chaque réacteur, pour chaque étape d'autorisation, l'ASN se prononce sur les dispositions prises par l'exploitant et peut édicter des prescriptions complémentaires. Des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans. Ces études, qui s'appuient sur les données disponibles en France mais également à l'international [2] permettent de confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement en cours d'instruction mais peuvent également conduire à devoir adopter, le cas échéant, des mesures conservatoires complémentaires à prendre sur le parc existant, ce qui pourrait avoir des conséquences sur sa performance.

Afin de reporter la construction de nouvelles unités et les investissements y afférents, et de continuer à bénéficier de la production bas carbone et des flux de trésorerie provenant de son parc existant, le Groupe vise depuis plusieurs années à prolonger la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France après 40 ans, durée déjà franchie en France pour six réacteurs. La quatrième visite décennale des réacteurs du palier 900 MWe (VD4-900), à l'instar des précédentes comprend, d'une part, une vérification de la conformité des installations au référentiel actuel et, d'autre part, une réévaluation de sûreté. Celle-ci permet de renforcer le niveau de sûreté en prenant en compte d'une part les meilleures pratiques internationales, et d'autre part, l'état des installations, l'expérience acquise au cours de l'exploitation et l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires. L'ASN pourrait, dans le cadre de ce processus, prescrire des modifications supplémentaires significatives.

Concernant le quatrième réexamen du palier 900, le Groupe Permanent (GP) de clôture VD4 est prévu en septembre 2020. L'ASN y présentera son avis générique, notamment sur la suffisance des modifications engagées par EDF. Dès mars 2020, EDF devrait avoir des premiers échanges avec l'ASN sur son futur avis. L'avis formel ASN post GP est attendu pour 2021 ; il y aura une consultation du collège des commissaires et du public en amont. L'autorisation de poursuite du fonctionnement est délivrée par l'ASN réacteur par réacteur, à l'issue de l'examen d'un rapport de conclusions de réexamen périodique (RCR), prenant en compte les résultats des contrôles et des essais de requalification. Pour Tricastin 1, la VD4 (tête de série) a débuté le 1er juin 2019 et s'est terminée par le recouplage le 23 décembre 2019, après autorisation de redémarrage délivrée par l'ASN. Le RCR est prévu pour février 2020, l'enquête publique aura lieu en 2021, après émission de l'avis ASN générique sur la VD4. L'avis ASN sur le RCR TN1 devrait être émis fin 2021 ou début 2022. On ne peut exclure que l'avis générique de l'ASN sur le palier REP 900 MW comporte des demandes complémentaires susceptibles d'induire des coûts et de délais supplémentaires.

En 2016, le Conseil d'administration a considéré que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étaient réunies (voir notes 1.3.2 « Jugements et estimations de la Direction du Groupe » et 1.3.2.1 « Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France » de l'annexe aux états financiers). Il a en conséquence approuvé l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim, sans préjuger des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui sont données réacteur par réacteur par l'ASN après chaque visite décennale. Concernant la centrale nucléaire de Fessenheim, EDF a adressé au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'ASN la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année.

(1) Exploitation des standards et du retour d'expérience de l'Agence internationale de l'Énergie Atomique et de l'Association mondiale des exploitants nucléaires WANO.

(2) Six réacteurs aux États-Unis font l'objet d'une instruction pour aller à 80 ans de durée d'exploitation : *The Nuclear Regulatory Commission (NRC) staff has defined subsequent license renewal (SLR) to be the period of extended operation from 60 years to 80 years* (www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html).

La durée d'amortissement des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans. L'allongement ultérieur de la durée d'amortissement de ces paliers demeure néanmoins un objectif industriel du Groupe. Cet objectif pourrait ne pas être atteint, les conditions n'étant pas réunies à ce stade.

Au Royaume-Uni, l'analyse en cours du vieillissement du graphite du réacteur RAG (réacteur avancé à gaz) peut entraîner une indisponibilité prolongée des réacteurs les plus sensibles. La fissuration du graphite soumis à irradiation doit être surveillée attentivement, avec des inspections réalisées régulièrement, et contrôlées par l'*Office for Nuclear Regulation (ONR)*, pour garantir une connaissance suffisante du cœur afin de justifier la poursuite du fonctionnement. À la suite de ce processus, les deux réacteurs de la centrale de Hunterston B (réacteurs R3 et R4) ont été arrêtés respectivement en mars et octobre 2018 pour des inspections. À la suite de nouvelles observations défavorables, l'arrêt de Hunterston B R3 a dû être prolongé pour élaborer les justifications de la poursuite de l'exploitation, lesquelles ont été soumises au régulateur britannique (ONR) en juin 2019. L'ONR a approuvé le redémarrage du R4 fin août 2019 pour une courte durée qui s'est achevée en décembre 2019. Le dossier de justification de sûreté du réacteur R3 est en cours d'examen par l'ONR ; son approbation est attendue au début de 2020. Cette approbation affectera le redémarrage des réacteurs R3 et R4 d'Hunterston et peut également impacter les justifications de sûreté pour l'exploitation des deux réacteurs de Hinkley Point B, centrale jumelle de Hunterston B. Cette approbation pourrait aussi ne pas être obtenue ou conduire à une cessation d'exploitation anticipée en cas de décision défavorable de l'ONR.

La durée actuellement prévue pour l'exploitation des réacteurs du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 41 et 47 années calendaires pour les réacteurs avancés au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP) de Sizewell. Depuis leur acquisition par EDF Energy, la durée de fonctionnement des réacteurs RAG a été allongée de 10 ans en moyenne, et l'objectif pour la centrale REP est de poursuivre son fonctionnement durant 20 ans après les 40 ans actuellement prévus (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »). Néanmoins, compte tenu des règles de sûreté nucléaire applicables au Royaume-Uni et de la technologie des réacteurs RAG en particulier, le Groupe ne peut garantir qu'EDF Energy obtiendra de l'ONR les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses réacteurs nucléaires existants jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Pour les réacteurs nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Chine), le Groupe est exposé financièrement aux mêmes risques. Le Groupe peut être amené à contribuer à hauteur de sa participation à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur durée de fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France et au Royaume Uni, des décisions des autorités de sûreté nucléaire de ces pays, impliquant des contrôles ou des travaux complémentaires, pourraient être prises, notamment dans l'exploitation du retour d'expérience international et pour traiter par anticipation les événements potentiellement précurseurs.

Par ailleurs, il ne peut pas être exclu que, malgré la qualité d'exploitation et les modifications effectuées sur ses installations nucléaires par le Groupe, certaines d'entre elles fassent l'objet de modalités particulières d'exploitation pour renforcer les marges de sûreté en exploitation sur l'initiative de l'exploitant nucléaire, responsable de la sûreté nucléaire, ou sur demande de l'Autorité de sûreté.

Enfin, un éventuel accident nucléaire grave à l'extérieur du Groupe mais ayant des conséquences étendues dans le monde pourrait entraîner de la part des autorités de sûreté de nouvelles exigences de mise à niveau des réacteurs et applicables aux réacteurs du Groupe, et à ceux dans lequel le Groupe dispose d'une participation.

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il obtiendra de la part des autorités compétentes la poursuite de fonctionnement escompté. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de poursuite de la durée d'exploitation de ses réacteurs ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissement. Ces événements pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

5B – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et capacité à assurer les engagements associés.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de déconstruction des installations nucléaires ainsi que pour le traitement et le stockage ultime des déchets radioactifs, y compris les déchets à vie longue issus du traitement des combustibles usés et de la déconstruction, peuvent s'avérer insuffisantes. En particulier, la déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est prévu.

Le montant des actifs dédiés en France constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourrait devoir être revu à la hausse ou entraîner des décaissements supplémentaires.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

Déconstruction

Les opérations de déconstruction en cours en France (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires ») concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel y compris la centrale de Superphenix (centrales de « première génération »). Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur rapide refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz A bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité originale de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des risques spécifiques.

Les opérations de déconstruction du REP de Chooz A se poursuivent avec les découpes et extractions des internes de la cuve conformément au planning, après la mise en eau de la piscine réacteur en 2018 et l'ouverture de la cuve en mars 2017.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz A permet de rendre robustes autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Le premier réacteur de la centrale de Fessenheim a été définitivement arrêté le 22 février. L'arrêt du deuxième est prévu le 30 juin 2020. Ces deux réacteurs seront les premiers du parc nucléaire actuellement en fonctionnement à bénéficier de ce retour d'expérience pour leur déconstruction. Néanmoins, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel du Groupe et les estimations comportent donc des risques qui sont notamment associés à cet effet d'échelle.

Le calendrier et le coût des travaux sont également dépendants des autorisations administratives et de la disponibilité, au moment nécessaire, des centres de stockage de déchets radioactifs ou d'autres installations nécessaires au conditionnement, au traitement ou à l'entreposage des colis de déchets.

En complément de ces éléments techniques et industriels de sensibilité, le montant des provisions actuellement constituées peut évoluer dans les prochaines années. En effet, l'évaluation du besoin en montant de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues de coûts, de planning, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi qu'à toute évolution de la réglementation, concernant en particulier le périmètre des charges à couvrir. Le montant de ces provisions, conformément au Code de l'environnement, fait notamment l'objet d'un contrôle par l'autorité administrative, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions.

Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés, et le Groupe ne peut donc garantir que les provisions ainsi constituées seront équivalentes aux coûts effectivement constatés le moment venu, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière (voir note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019). Le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes aux provisions (voir note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

S'agissant de la provision pour déconstruction du parc nucléaire de production d'électricité en France, les montants des charges aux conditions économiques à fin 2019 sont évalués à 27 562 millions d'euros, la provision correspondante est de 16 937 millions d'euros. S'agissant de la provision pour dernier cœur, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 4 331 millions d'euros, la provision correspondante est de 2 624 millions d'euros, l'effet d'actualisation étant très important du fait des échéances très éloignées de stockages des déchets. La note 32 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019 indique les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions.

Les provisions de Framatome et de Cyclife France (ex-SOCODEI) concernant les installations nucléaires de base en France s'élèvent respectivement à 83 millions d'euros et 61 millions d'euros (voir note 33 « autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

Au Royaume-Uni, en vertu des accords conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir section 1.4.5.1.2.1. « Production nucléaire »). En 2019, EDF Energy et le gouvernement britannique (BEIS) ont entamé des discussions en vue de préciser les conditions de mise en oeuvre des accords conclus susvisés notamment la définition des coûts de démantèlement à recouvrer par EDF Energy auprès du Nuclear Liabilities Fund ainsi que les conditions d'exercice par les autorités britanniques de l'option qu'elles détiennent d'acquérir les centrales nucléaires à l'issue de la phase de déchargement du combustible. Ces discussions ont conduit en 2019 à un accord de principes et se poursuivent en vue d'aboutir à des accords complets et engageants.

En tout état de cause, les accords en vigueur prévoient que les dépenses liées au déchargement et à l'évacuation du combustible soient couvertes par le NLF et en conséquence justifiées par EDF Energy et approuvées par le Gouvernement ; à défaut elles resteraient à la charge d'EDF Energy.

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Chine, États-Unis, Belgique), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

La non-maîtrise du montant des dépenses, de leur échéancier de réalisation et des provisions financières associées, pour les opérations de déconstruction d'installations nucléaires dont le Groupe assure la responsabilité, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Gestion des déchets

En tant qu'exploitant nucléaire ou producteur de déchets radioactifs, au sens de la législation applicable aux déchets, la responsabilité du Groupe pourrait être engagée, en particulier en cas d'accident avec dommage aux tiers ou à l'environnement en lien avec les combustibles usés ou les déchets. Le Groupe peut être tenu responsable même si ces produits sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants que le Groupe, en particulier, en France, le groupe Orano et l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers.

En France, EDF est responsable de tous les déchets radioactifs produits durant :

- l'exploitation des installations nucléaires que le Groupe exploite ;
- les opérations de traitement des combustibles usés provenant des réacteurs exploités par EDF ;
- les opérations de déconstruction des installations nucléaires que le Groupe exploite. (voir en section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » - Le stockage des déchets ultimes conditionnés).

La gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre des lois de programme n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relatives aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs et n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Tous les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie longue du Groupe pourraient ne pas constituer des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article L. 542-1-1 du Code de l'environnement. Dans ce cas, ces déchets pourraient ne pas pouvoir être directement stockés en couche géologique profonde, d'autant que l'ordonnance nucléaire du 10 février 2016 prise en application de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit un pouvoir de requalification des matières radioactives en déchets radioactifs et inversement par l'autorité administrative. Le Groupe n'a pas non plus la maîtrise du délai de délivrance par les pouvoirs publics des autorisations permettant un tel stockage ultime, ni des orientations techniques prescrites. Ceci est de nature à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, sur la responsabilité et sur les coûts qui en résulteront pour EDF.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique qui est la référence au niveau international pour le stockage ultime des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2006 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets radioactifs (voir note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019). À l'issue d'un nouvel exercice de chiffrage du coût du stockage profond, sous le pilotage de la DGEC et auquel EDF a été associé, la ministre de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie a, par arrêté du 15 janvier 2016, fixé le nouveau coût de référence à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Ce coût a été pris en compte dans les comptes du Groupe à fin 2015 (voir note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019). L'estimation actuelle est basée sur le corps d'hypothèses de l'avant-projet sommaire et sera régulièrement révisée en fonction de l'avancement du projet, comme le précise l'arrêté de la ministre. L'avis n° 2018-AV-0300 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 11 janvier 2018 relatif au dossier d'options de sûreté présenté par l'ANDRA pour le projet Cigeo de stockage de déchets radioactifs en couche géologique profonde précise que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Les réserves qui subsistent et l'instruction qui est menée pour l'obtention par l'ANDRA de l'autorisation de création du stockage géologique à partir de 2022 pourraient conduire à une révision des provisions pour la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Un centre de stockage dédié aux déchets à Faible Activité et Vie longue (FAVL), comme le graphite, est prévu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006. L'ANDRA a transmis un rapport d'étape en juillet 2015 dans le cadre du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR). Ce rapport évalue plusieurs concepts de stockage et ouvre la perspective d'un stockage sur le site de Soulaines pour les déchets de graphite. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL est en cours de définition dans le cadre du PNGMDR (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Une actualisation des provisions pourra être rendue nécessaire en conséquence.

Au Royaume-Uni, lors de la restructuration de British Energy, des accords avaient été conclus avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issus des centrales nucléaires existantes (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »). Aux termes de ces accords, la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs sont transférés au gouvernement britannique. Néanmoins, EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre des accords précités.

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Chine), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures liées à la gestion des combustibles usés et des déchets.

En complément de ces éléments techniques et industriels de sensibilité, le montant des provisions actuellement constituées pourrait également évoluer dans les prochaines années en fonction des hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à toute évolution de la réglementation. Le montant de ces provisions, conformément au Code de l'environnement, fait l'objet en France d'un contrôle par l'autorité administrative, formée conjointement par les ministres en charge de l'économie et de l'énergie, qui vérifie en particulier la suffisance des montants provisionnés et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions. Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés. Si tel était le cas, cela pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe (voir note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

La note 32 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » de la note 32 « Provisions nucléaires en France » de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2019 indique la correspondance entre d'une part « les charges aux conditions économiques de fin de période », qui représentent les montants de devis au 31 décembre 2019, et les montants provisionnés en valeur actualisée. S'agissant de la gestion à long terme des déchets et de la reprise et du conditionnement des déchets, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 33 615 millions d'euros, la provision correspondante est quant à elle de 11 336 millions d'euros, l'effet d'actualisation étant très important du fait des échéances très éloignées de stockages des déchets. La note 32 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » indique les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions.

La non-maîtrise du montant des dépenses et de leur échéancier de réalisation pour les solutions de traitement et de stockage ultime des déchets dont le Groupe assure la responsabilité aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Gestion des actifs dédiés

En France, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF pour couvrir les coûts des engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction), s'élevait, au 31 décembre 2019, à 31,6 milliards d'euros contre 27,7 milliards d'euros au 31 décembre 2018 (voir sections 1.4.1.1.7 « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) » et 1.5.3.2 « Réglementation applicable aux installations nucléaires de base » et note 48.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des dotations supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs, ce qui aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales, en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF[(1)] ou européennes pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence significative sur la situation financière d'EDF.

Enfin, bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes le Groupe ne peut garantir que les variations des cours des marchés financiers ou les évolutions de valorisation n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF » pour une analyse de sensibilité), ce qui pourrait conduire EDF à engager des dotations supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs ; de tels événements pourraient affecter négativement et de façon significative la situation financière du Groupe.

Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant d'EDF constitué par le gouvernement britannique (*Nuclear Liabilities Fund* – NLF) pour le parc nucléaire existant. Pour les engagements relatifs à HPC, les fonds seront gérés par FundCo, un organisme (un Trust) indépendant des actionnaires d'HPC (EDF Energy et CGN) et du gouvernement britannique. L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »).

La non-disponibilité ou un montant insuffisant des actifs dédiés pour couvrir les échéanciers de dépenses des engagements de long terme du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

5C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire.

En complément de la maîtrise de la performance industrielle, et compte tenu de la place de la production nucléaire dans le groupe EDF, l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire, avec la priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, conditionne la performance globale du Groupe. En raison de ses activités dans le nucléaire, le Groupe est exposé à des risques de responsabilité civile nucléaire.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Le premier responsable en matière de sûreté nucléaire est l'exploitant nucléaire, tout au long du cycle d'exploitation des réacteurs nucléaires. Ce principe ainsi que celui du contrôle sont réaffirmés dans la politique Sûreté nucléaire du groupe EDF. L'exercice de cette responsabilité d'exploitant nucléaire est confiée par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Parc Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions concernées qui, eux-mêmes, subdélèguent vers les Directeurs d'Unités.

La priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire tire la performance industrielle de l'activité nucléaire dans sa globalité. La prise en compte de la conception par l'exploitant nucléaire et de l'exploitation par le concepteur est un élément de sûreté nucléaire. La non-maîtrise de la sûreté en exploitation pourrait avoir des conséquences majeures voire vitales sur la valeur de l'actif industriel du Groupe, sur sa situation financière et ses perspectives de développement voire de poursuite de son activité industrielle.

Tout événement grave lié aux activités nucléaires du Groupe, avec notamment une conséquence potentielle ou avérée sur la population ou sur un territoire pourrait induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des sites industriels du Groupe, voire l'interruption partielle ou totale des activités nucléaires du Groupe. Un tel événement pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, la situation financière, la stratégie et la réputation du Groupe.

Le régime de responsabilité civile nucléaire applicable aux exploitants d'installations nucléaires des États parties à la Convention de Paris et les assurances associées sont décrits aux sections 1.5.3.2 « Réglementation applicable aux installations nucléaires de base » et 2.1.2.6 « Assurances ». Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'événement causant un dommage nucléaire, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays, indépendamment de la cause de l'événement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, non encore en vigueur (voir section 1.5.3.2 « Réglementation applicable aux installations nucléaires de base »), prévoient un relèvement de ces plafonds et un élargissement notable des dommages à couvrir. S'agissant des nouveaux montants, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte les a rendus applicables à compter du 18 février 2016. Le montant de responsabilité de l'exploitant s'élève désormais en France à 700 millions d'euros en cas d'accident nucléaire dans une installation et à 70 millions d'euros en cas d'accident nucléaire en cours de transport. L'entrée en vigueur des autres modifications prévues par ces protocoles est de nature à augmenter de nouveau le coût de l'assurance, et le Groupe ne peut pas garantir que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances. Les couvertures assurantielles pour l'exercice de la responsabilité civile d'exploitant nucléaire du Groupe et pour celle en matière de transports de substances nucléaires, sont décrites à la section 2.1.2.6 « Assurances ».

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir section 2.1.2.6 « Assurances »). Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le

(1) Le rapport de la Cour des comptes sur l'arrêt et le démantèlement des centrales nucléaires publié le 4 mars 2020 préconise d'intégrer progressivement aux catégories de charges de long terme les coûts de toutes les opérations de préparation au démantèlement , les dépenses de post-exploitation et le coût des impôts, taxes et primes d'assurance directement imputables aux sites en démantèlement

marché de l'assurance d'événements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011.

Face à ces risques, et en application de la politique Groupe, chaque société du Groupe, opératrice d'installations nucléaires, agit dans le cadre de prescriptions légales et réglementaires propres au pays d'implantation et a l'obligation de s'y conformer. Chacune garantit la sûreté nucléaire de ses installations et en améliore en permanence le niveau en s'appuyant sur ses méthodes, ses compétences et ses valeurs. Le Groupe développe des principes communs visant à obtenir le meilleur niveau de prévention des incidents et de protection des travailleurs, du public et de l'environnement. Ces principes s'appliquent à tous les stades d'activité, à la fois pour les nouveaux projets ou pour les parcs existants. Le Groupe associe étroitement ses partenaires industriels à l'atteinte de ces objectifs.

Chaque société est responsable du bon exercice de ses activités nucléaires, fixe les délégations adéquates à chaque niveau de décision ou d'action. Le Groupe garantit l'attribution des ressources nécessaires à la sûreté nucléaire.

Une entité interne en charge d'une évaluation de sûreté indépendante est mise en place au niveau de chaque site, de chaque société et du Groupe. Chacune rapporte au responsable concerné en toute indépendance des autres fonctions managériales ; en outre chacune a le devoir d'alerter l'échelon hiérarchique supérieur si la réaction du niveau directement impliqué n'est pas celle qui est attendue.

Les sociétés exploitantes nucléaires du Groupe reçoivent régulièrement des équipes d'évaluation internationales (*peer review* WANO [1], OSART de l'AIEA [2]).

Une information et une communication claires et transparentes sur les événements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (Autorité de sûreté nucléaire en France, Office for Nuclear Regulation au Royaume-Uni), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

Le Conseil de Sûreté Nucléaire que préside le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public (voir section 1.4.1.1.3).

5D – Maîtrise du cycle du combustible.

En complément de la maîtrise de la sûreté nucléaire (risque 5C), de l'exploitation des installations nucléaires existantes (risque 5A) et des projets de nouveau nucléaire (risque 4A), le Groupe est exposé, dans les activités nucléaires, à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement, en fournitures d'assemblages combustible et en opérations de retraitement du combustible usé.

Les prix et les volumes subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques (en particulier, perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre/demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un événement entraînant une instabilité institutionnelle dans un pays producteur ou à la survenance de restrictions/sanctions/embargos).

L'entreposage et le transport du combustible nucléaire, neuf ou usé, est une activité industrielle qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques. Ces exigences pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe.

En cas de défaillance de cette logistique industrielle, le Groupe pourrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production d'électricité sur les sites impactés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »).

Malgré le projet de réalisation d'une piscine d'entreposage de combustible usé de grande capacité (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)., le risque d'impossibilité, à terme, de mise en œuvre d'un multi-recyclage dans ses réacteurs à eau sous pression de 3e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de quatrième génération dits « GEN IV » (abandon du projet de réacteur à neutrons rapides ASTRID), pourrait remettre en cause le cycle du combustible, avec des conséquences tant en termes d'exploitation qu'en termes financiers.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec Orano en décembre 2008 et déclinées dans les contrats d'application successifs. Celui relatif à la période 2016-2023 a été signé en février 2016 (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période non couverte par le contrat actuel devrait être réévalué si les conditions du renouvellement de ce contrat se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

La note 32 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » et la note 32 « Provisions nucléaires en France » de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2019 indique la correspondance entre d'une part « les charges aux conditions économiques de fin de période », qui représentent les montants de devis au 31 décembre 2019, et « les montants provisionnés en valeur actualisée ». S'agissant de la gestion du combustible usé, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 18 737 millions d'euros la provision correspondante est de 10 823 millions d'euros.

Le Groupe ne peut pas garantir que les contrats conclus, en France et à l'international, apporteront une protection suffisante contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

2.2.6 Impacts du coronavirus sur les facteurs de risques

L'épidémie de coronavirus apparue en Chine en décembre 2019 est susceptible d'affecter la santé des salariés et prestataires, les opérations et projets, ainsi que la situation financière du Groupe. Même si les impacts sont à ce stade difficilement quantifiables, les facteurs de risques principaux de cette épidémie ont été identifiés. Sans être exhaustifs, ils sont les suivants :-perturbation des chaînes d'approvisionnement industrielles pour des produits ou équipements en provenance de pays touchés par l'épidémie (risque 4E) ; -impacts sanitaires sur l'activité des salariés et prestataires du Groupe (risque 4C)-perturbation de la conduite des opérations, chantiers et grands projets du Groupe en cas de restrictions susceptibles d'affecter la continuité de l'activité (risque 4A) et éventuellement le niveau de production notamment en cas d'impact sur les arrêts de tranches nucléaires (risque 5A) -impact d'un éventuel ralentissement de l'activité économique sur le prix des matières premières et de l'électricité sur les marchés de gros, ainsi que sur le niveau de la demande en électricité ou les risques de contrepartie (risques 2C et 2E) ; -impact d'une perturbation des marchés financiers via une baisse de la valorisation du portefeuille des actifs dédiés ou des actifs retraites affectant le résultat financier du Groupe et le taux de couverture des provisions nucléaires, et impact d'une baisse des taux d'intérêts sur le calcul du montant des provisions nucléaires et des provisions pour avantages du personnel (risques évoqués au chapitre 2.2.2).

(1) WANO World Association of Nuclear Operators.
(2) (2) OSART Operational Safety Analysis Review Team, AIEA Agence Internationale de l'Énergie Atomique.



3.

Performance extra-financière

SOMMAIRE

3.1 EDF, entreprise responsable 130
3.1.1 Identification des enjeux RSE 130
3.1.2 Maîtrise des enjeux RSE 132

3.2 EDF, entreprise engagée dans la transition énergétique 136
3.2.1 EDF, leader de l'énergie bas carbone 136
3.2.2 EDF, entreprise engagée aux côtes de ses clients 142

3.3 EDF, entreprise engagée pour une transition juste et solidaire 146
3.3.1 EDF, entreprise responsable à l'égard des personnes et des communautés 146
3.3.2 EDF, entreprise responsable à l'égard de l'environnement 157
3.3.3 EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés et de ses prestataires 166

3.4 Indicateurs et méthodologie 179
3.4.1 Indicateurs 179
3.4.2 Méthodologie 182

3.5 Notation extra-financière 186

3.6 Annexes, tables de correspondances et rapport des Commissaires aux comptes 187
3.6.1 Plan de vigilance 187
3.6.2 Description des enjeux de la matrice de matérialité 192
3.6.3 Synthèse des risques climatiques du groupe EDF 194
3.6.4 Recommandations de la TCFD 195
3.6.5 Objectifs de développement durable 196
3.6.6 Cartographie des parties prenantes 197
3.6.7 Détail des impôts sur le résultat payés dans l'ensemble des pays des filiales du Groupe 198
3.6.8 Connaissance écologique du foncier 199
3.6.9 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière 200

EDF, entreprise responsable et engagée pour une transition énergétique juste et solidaire.

L'ordonnance 2017-1180 du 19 juillet 2017 et le décret 2017-1265 du 9 août 2017 ont transposé la directive européenne 2014/95/UE modifiant l'article 225 du Code de commerce qui impose aux entreprises relevant de son champ d'application de publier des informations sociales, environnementales et sociétales dans leur rapport de gestion. EDF entre dans le champ d'application de cette réglementation visant à établir, pour l'année 2019, une déclaration de performance extra-financière (DPEF).

EDF présente son modèle d'affaires au chapitre 1 de ce document et l'analyse de ses principaux facteurs de risques au chapitre 2, dont les risques prioritaires du domaine RSE [1] sont déclinés au chapitre 3, notamment *via* la matrice de matérialité du Groupe qui retient 18 enjeux significatifs (voir sections 3.1.1.2 et 3.6.2). EDF décrit la manière dont ces enjeux sont pris en compte par des politiques et des procédures de diligence raisonnables, et mentionne les indicateurs clés de performance dès que cela est pertinent.

Le chapitre 3 montre comment EDF, entreprise responsable (section 3.1), s'engage dans la transition énergétique (section 3.2) et pour une transition juste et solidaire (section 3.3) [2]. Cela se manifeste non seulement au travers de ses six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE), mais également au travers de ses politiques et de l'ensemble de son action en matière environnementale, sociale ou sociétale.

Le plan de vigilance d'EDF, présenté en vertu de la loi du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, est développé en section 3.6.1.

Chaque section de ce chapitre identifie si la thématique correspond à un enjeu de la matrice de matérialité, si elle comporte un indicateur-clé de performance [3], s'il s'agit d'un Objectif de Responsabilité d'Entreprise du Groupe (ORE), et en quoi l'action d'EDF dans ce domaine contribue aux Objectifs de Développement Durable de l'ONU.

3.1 EDF, entreprise responsable

3.1.1 Identification des enjeux RSE [4]

3.1.1.1 Comprendre les parties prenantes et l'environnement

3.1.1.1.1 Pratiques d'écoute

En 2019, EDF a lancé la première édition de l'ObsCop, l'Oservatoire Climat et Opinions publiques, enquête inédite menée par IPSOS dans 30 pays sur la base d'un échantillon représentatif de 24 000 personnes. Il s'agit de produire un état des lieux international des opinions, connaissances, attentes et niveaux d'engagement face au changement climatique afin de nourrir la réflexion et participer à la recherche constructive de solutions pour l'avenir. L'intégralité des résultats est mise à disposition en open data afin que chacun, en particulier les chercheurs, puisse se les approprier [5].

D'autres baromètres sont suivis d'année en année dont celui des riverains de la production nucléaire, thermique classique, et hydraulique [6] qui, depuis 2009, a pour objectif de mesurer la perception des riverains relative aux ouvrages et à l'énergie, ou encore le baromètre Interne des Perceptions de l'Environnement (BIPE) réalisé auprès d'un échantillon des salariés d'EDF et d'Enedis [7] sur ces mêmes thématiques [8].

Entre juin 2019 et novembre 2019, le Groupe a rencontré et fait intervenir des représentants du « Manifeste pour un réveil écologique [9] », notamment lors d'un séminaire des experts environnement qui a rassemblé 200 participants issus d'une quarantaine d'entités et de filières du Groupe. Ils ont pu présenter la démarche de ce collectif et interpeller la Direction du Groupe en montrant leur détermination à ne travailler que pour les entreprises prenant véritablement la mesure des enjeux environnementaux. En Italie, Edison a organisé en octobre un temps d'écoute à l'Université Bocconi avec les Millennials et la génération Z.

EDF se nourrit par ailleurs des réflexions et des recherches les plus en pointe sur le développement durable à travers des think tanks, des partenariats [10] et différents instituts de recherche. L'objectif est d'échanger sur les meilleures pratiques et aussi d'enrichir la qualité des débats à destination des décideurs publics lors des manifestations telles que les négociations climatiques ou biodiversité (COP) [11].

3.1.1.1.2 Panels de parties prenantes

Depuis plus de vingt ans, le groupe EDF s'appuie sur différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle *corporate*, d'un pays d'implantation ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts apportent aux dirigeants du Groupe leur vision sur les grands sujets qui intéressent EDF.

Le Conseil développement durable est composé de personnalités externes représentatives des grands enjeux environnementaux, sociaux et sociétaux du groupe EDF. Il questionne le plus en amont possible les dirigeants opérationnels et les experts de l'entreprise sur les options qu'elle se propose de prendre en matière de développement durable. En 2019, le panel s'est réuni à deux reprises, sur le cahier d'acteur déposé par EDF dans le cadre du débat public sur le Plan de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs, puis sur la révision de la matrice de matérialité du Groupe. En 2019, le Conseil scientifique d'EDF, présidé par Sébastien Candel, Président de l'Académie des Sciences, s'est réuni à trois reprises sur l'impact du changement climatique pour EDF, sur le changement climatique et sur l'IOT (Internet des objets). Le Conseil médical d'EDF est un organe de réflexion et de

(1) Voir section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé », notamment les risques plus particulièrement liés aux aspects environnementaux, sociaux et sociétaux, susceptibles d'impacter sa responsabilité d'entreprise.
(2) En harmonie avec les objectifs du Pacte vert européen présenté par Ursula von der Leyen au Parlement européen le 11 décembre 2019.
(3) Par ailleurs récapitulés dans la table de concordance DPEF figurant en section 8.5.4.
(4) Responsabilité Sociétale des Entreprises.
(5) Les résultats sont également consultables sur www.edf.fr/observatoire.
(6) Ce baromètre a concerné 19 sites de production nucléaire, 6 sites thermiques fossiles, 14 sites hydrauliques et 2 sites nucléaires en déconstruction (Creys-Malville et Brennilis) en 2018.
(7) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.
(8) Il y a bien d'autres initiatives en matière d'écoute client. On peut citer par exemple les associations de consommateurs régulièrement écoutées par la Direction Commerce, Citelum ou SEI ; « Ma Rivière et Moi », plateforme numérique d'échange d'information et de données multiservices développée par EDF Hydro.
(9) Il s'agit d'une interpellation aux entreprises et aux pouvoirs publics sur l'urgence des enjeux environnementaux, signée par plus de 30 000 étudiants.
(10) Voir section 3.1.2.4.5 « l'apport d'expertise via des partenariats développement durable ».
(11) Conference of Parties.

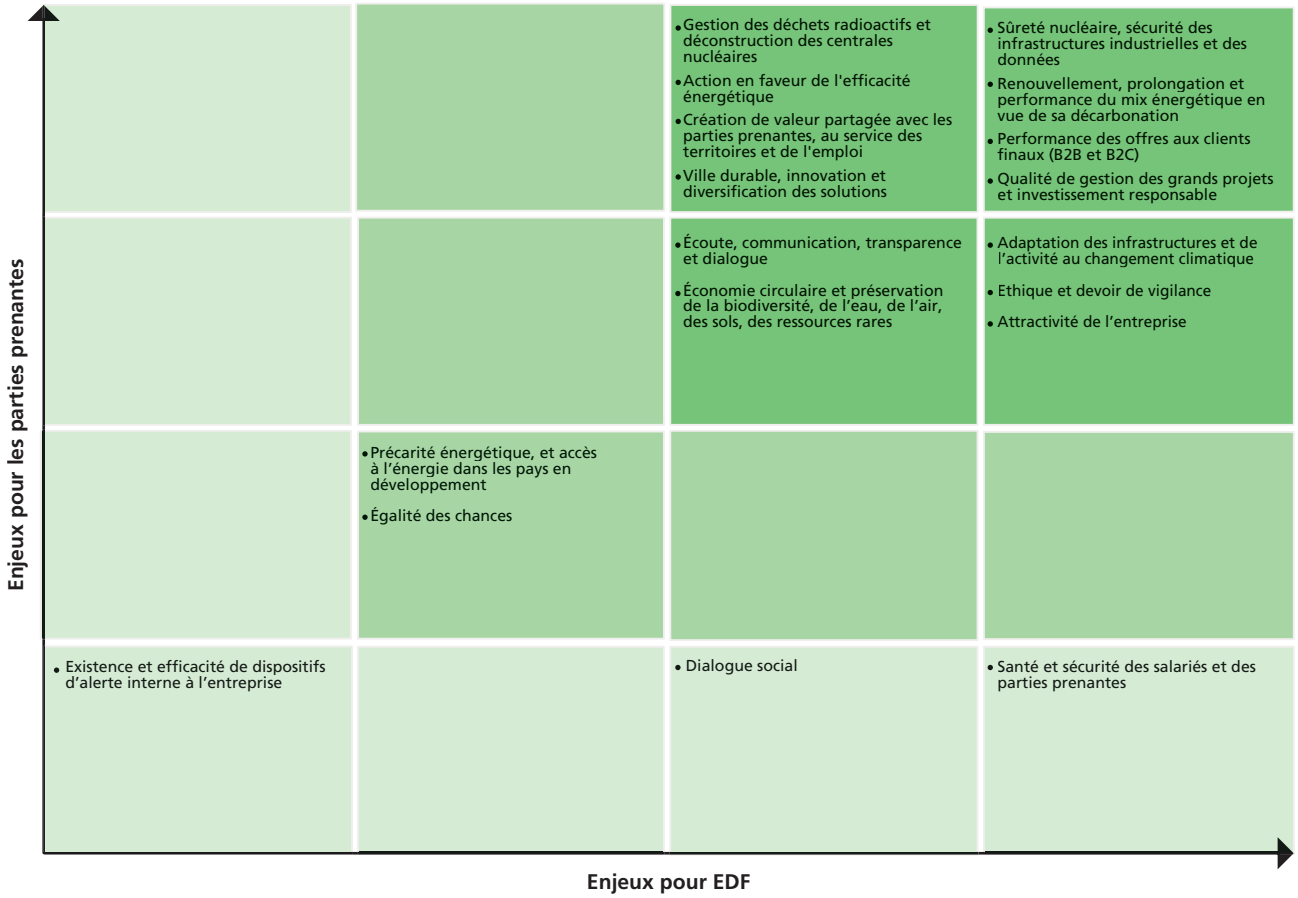
conseil sur des thèmes sanitaires d'actualité en lien avec les activités d'EDF. En 2019 il a par exemple traité des questions liées au compteur Linky [1] du distributeur Enedis et à la reconversion des centrales à charbon à la biomasse.

Le panel de parties prenantes SDGs @ Edison a traité d'une part des liens entre finance durable et transition énergétique, d'autre part de la diversité, et de l'inclusion en tant que facteur de compétitivité. Le Conseil des parties prenantes d'Enedis a traité de la proximité et de l'alternance, du compteur Linky et des smart-grids. La Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT), en lien avec le pôle Renouvelables, a mis en place le « Cercle », lieu de réflexion en vue d'écouter les attentes sociétales nouvelles autour des thèmes de l'autonomie énergétique, de l'autoconsommation et de la production décentralisée. Ce « Cercle » composé d'universitaires, journalistes, économistes et associatifs a produit une évaluation de la manière dont ces questions interrogent le système électrique actuel bâti autour des notions de solidarité, d'interconnexion et de sécurité d'alimentation. En 2019, ce "Cercle", accompagné par un « groupe de suivi » composé de *managers* de l'entreprise associés tout au long du processus de travail a produit des recommandations pour mise en œuvre *via* le groupe de suivi. EDF et le média Usbek & Rica ont créé en 2017 le Conseil des générations futures d'EDF, dans l'objectif d'innover en matière de dialogue avec la société civile pour aborder des sujets sensibles au cœur de la transition énergétique et des transformations de l'entreprise. En 2019, les travaux du Conseil ont été recentrés autour de thématiques en lien avec les Objectifs de Développement Durable de l'ONU (ODD) avec la volonté de faciliter, à l'issue, le passage à l'action. La composition du Conseil a été élargie en faisant entrer de nouveaux acteurs engagés autour de la RSE : entreprises (Atos, Crédit Agricole, Daher, LVMH, M6, RATP, Veepee…), politiques, jeunes (lecteurs d'Usbek & Rica). Une vingtaine de personnalités engagées autour de la RSE (chercheurs ; associations et ONG ; sociologues ; experts ; *start-ups*…) participe au Conseil, qui a tenu deux audiences en 2019 : « La transition écologique est-elle possible ? » et « Quelle mobilité inclusive et compatible avec l'urgence climatique ? ».

3.1.1.2 L'analyse de matérialité du groupe EDF

Une analyse de matérialité consiste à définir ce qui peut avoir un impact significatif sur une entreprise, ses activités et sa capacité à créer de la valeur pour elle-même et ses parties prenantes. L'analyse identifie les enjeux importants et pertinents susceptibles d'avoir un impact sur la performance de l'entreprise, puis les hiérarchise en fonction de leur impact potentiel sur l'entreprise et son environnement. Les principes méthodologiques qui régissent l'analyse de matérialité sont la norme AA1000 en matière d'implication des parties prenantes dans l'identification, la compréhension et les réponses données aux problématiques et aux préoccupations sur le développement durable, et le Standard 101 de GRI, qui guide la qualité et le contenu du *reporting* afin de répondre aux attentes des parties prenantes [2].

L'analyse de 2017 a été mise à jour pour l'URD 2019 avec l'aide du Conseil Développement Durable et de tables rondes formées de *managers* et experts du Groupe [3]. La liste des enjeux a été ramenée de 35 à 18 enjeux « matériels » ressortant du domaine de la RSE. Chacun des enjeux définis fait l'objet d'une description précise disponible en section 3.6.2.



(1) Porté par Enedis.
(2) La norme ISO 26000 et les travaux de l'International Integrated Reporting Council (IIRC) vont dans le même sens.
(3) Au terme de ces tables rondes, le projet a été présenté en Comité Stratégique RSE qui a permis d'intégrer les observations des membres du Comex (Comité Exécutif) et dirigeants des filiales. Le projet a ensuite été soumis au Comité Responsabilité d'Entreprise du Conseil d'administration, avant d'être approuvé par le Directeur Exécutif en charge de la Direction Innovation Stratégie et Responsabilité d'Entreprise.

3.1.2 Maîtrise des enjeux RSE

3.1.2.1 Les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE)

Les six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) annoncés lors de l'Assemblée Générale du 12 mai 2016 traduisent l'engagement du Groupe dans sa transformation stratégique en résonance aux 17 objectifs de développement durable de l'ONU ; si ces derniers ne s'adressent pas directement aux entreprises, ils ne sauraient être atteints sans leur contribution active.

Ces ORE ambitieux fixent une feuille de route pour les métiers et filiales du Groupe pour réussir CAP 2030 ; six thèmes majeurs ont été retenus. Trois d'entre eux sont liés à l'environnement et aux ressources naturelles : le climat, la biodiversité, et l'efficacité énergétique. Trois autres permettent d'inscrire sur le long terme l'engagement social et sociétal d'EDF : l'accompagnement des populations les plus fragiles et l'accès à l'électricité, la mise en place systématique de démarches de concertation autour des nouveaux projets, le développement humain en vue d'assurer la sécurité et l'égalité professionnelle de nos collaborateurs. Ces objectifs sont intégrés dans la politique de développement durable du Groupe destinée à préciser toutes les exigences du Groupe en termes de développement durable.

ORE n°1 : EDF, engagé en faveur du climat (voir section 3.2.1)

ORE n°2 : EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés (voir section 3.3.3.1)

ORE n°3 : EDF, entreprise responsable à l'égard des personnes : la précarité énergétique (voir section 3.3.1.1.3)

ORE n°4 : EDF, entreprise engagée aux côtés de ses clients (voir section 3.2.2)

ORE n°5 : EDF, entreprise responsable à l'égard des communautés : dialogue et concertation autour des projets (voir section 3.3.1.2.5)

ORE n°6 : EDF, entreprise responsable à l'égard de la biodiversité (voir section 3.3.2.1)

3.1.2.2 Les politiques Groupe

3.1.2.2.1 La politique développement durable

La politique Développement Durable (DD) du groupe EDF telle que revue en juin 2018 intègre l'ambition carbone du Groupe [(1)] et plus explicitement les ORE.

Sa mise en œuvre est basée sur un principe de subsidiarité. La performance durable du Groupe sera constituée par les contributions positives rapportées par les différents métiers et filiales du Groupe dans les domaines sur lesquels ils sont concernés ; la politique DD Groupe structure les principes communs et les modalités de la cohérence.

Les exigences de la politique DD répondent à trois grandes priorités : le respect de la conformité réglementaire ; les modalités de mise en œuvre des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise ; la maîtrise et la couverture des autres enjeux majeurs du Développement Durable (par exemple qualité de l'air ou qualité de l'eau). Elle intègre également des recommandations liées à l'anticipation et à la préparation de l'avenir (par exemple l'intégration pratique des principes de l'économie circulaire). Les exigences de la politique sont définies en quatre grandes finalités : répondre aux défis du changement climatique ; optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement ; porter une attention particulière aux personnes ; dialoguer avec les parties prenantes et rendre compte de nos activités. Elles s'appliquent à toutes les entités et filiales du Groupe ainsi qu'aux projets et investissements soumis aux instances de décision (voir section 3.1.2.4.1 « Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et dans le criblage des projets »).

3.1.2.2.2 Autres politiques traitant de RSE

Au-delà de la politique Développement Durable, d'autres politiques Groupe portent divers aspects particuliers de la responsabilité d'entreprise (Politiques RH, politiques Achat, politique Éthique et Conformité, politique Sûreté Nucléaire…). La responsabilité d'entreprise s'étend progressivement à tous les domaines d'activité du Groupe. L'entreprise s'est par exemple récemment engagée dans le nouveau programme FAIRe proposé par l'Union des marques (UDM), faisant ainsi d'EDF une des trente entreprises pionnières en matière de communication responsable [(2)].

3.1.2.3 La gouvernance de la responsabilité d'entreprise

3.1.2.3.1 Le Conseil d'administration

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre, conformément à son intérêt social, en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité. Le Conseil examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités et les risques tels que les risques financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux, ainsi que les mesures prises en conséquence. Dans ce cadre, il examine en particulier les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur la stratégie du Groupe et ses activités. Il s'assure de la mise en œuvre par la Société d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence et d'une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes de la Société.

L'un des Comités du Conseil d'administration, le Comité de responsabilité d'entreprise [(3)], examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise. Il examine la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique. Il s'assure, en lien avec le Comité d'audit, de l'existence de dispositifs d'identification et de gestion des principaux risques dans ces domaines et de la conformité avec les dispositifs légaux et réglementaires. Dans le cadre de ses missions, il examine notamment, en lien avec le Comité d'audit, les éléments constituant la déclaration de performance extra-financière incluse dans le rapport de gestion en application du Code de commerce, le *reporting* annuel éthique et conformité et le rapport annuel du médiateur d'EDF. Il donne son avis au Conseil sur la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes. Il soumet au Conseil d'administration tous avis, propositions et recommandations dans les domaines qui le concernent. La mission de ce Comité est de préparer les travaux du Conseil d'administration et de favoriser la qualité des débats qui s'y tiennent ; il ne se substitue pas au Conseil qui a seul le pouvoir de décision (voir section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration »). En 2019, il a notamment abordé la sous-traitance socialement responsable, les relations d'EDF avec ses entreprises prestataires dans le nucléaire, l'ambition mixité du Groupe, l'évolution de la notation extra-financière d'EDF, ou à la révision de la matrice de matérialité.

3.1.2.3.2 Le Comité Stratégique RSE

Le Comité Stratégique Responsabilité Sociale d'Entreprise a été mis en place en vue de coordonner l'ensemble des enjeux de RSE portés par les différentes entités du Groupe et d'en assurer un pilotage stratégique. Ce Comité, notamment composé du Directeur Exécutif Ressources Humaines, du Directeur Exécutif Finance et du Secrétaire Général du Groupe, est présidé par le Directeur Exécutif Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie. Le Comité stratégique RSE s'est réuni à trois reprises dans l'année, et a notamment abordé à chaque Comité les étapes de construction de la raison d'être du Groupe, la prise en compte des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le cycle de gestion, dont notamment les engagements climat, la révision de la matrice de matérialité, l'impact de la performance extra-financière sur le financement, l'accord RSE du Groupe et la déclinaison de la politique RSE dans les grandes filiales, et au niveau régional jusque dans le processus achat, le plan d'actions en matière de délais de paiement, et enfin les enjeux de contentieux liés au devoir de vigilance. Ces réunions sont rapportées au Conseil d'administration.

(1) Voir section 3.2.1.1 « S'engager en faveur du climat ».

(2) L'engagement d'EDF se matérialise par la rédaction d'un « Code EDF de la communication responsable », rédigé en collaboration avec des parties prenantes internes et externes et composé de 50 engagements, structurés autour de 12 chapitres parmi lesquels : le respect de la dignité humaine et de ses publics ; une communication claire et responsable ; une communication environnementale respectueuse ; des relations avec des fournisseurs responsables engagés dans des démarches RSE ; une communication tournée vers l'écoute et la concertation ; une communication digitale irréprochable. En 2019, pour accompagner et piloter la mise en œuvre des 50 engagements dans les activités et projets, 20 indicateurs de performance de la communication responsable ont été mis en place. Des formations obligatoires à la « communication responsable » ont été déployées en interne à destination de la filière communication et du management. À titre d'exemple, EDF s'interdit toute mesure de rétorsion publicitaire du fait de la parution d'un article particulièrement critique à son égard, ou encore d'utiliser certaines techniques de communication indirectes.

(3) Règlement intérieur du 8 octobre 2019.

3.1.2.3.3 La Direction Développement Durable

Elle est rattachée au Directeur Innovation Responsabilité d'Entreprise et Stratégie (DIRES), membre du Comité exécutif.

Elle contribue à la transformation stratégique du Groupe en accompagnant métiers et projets dans la prise en compte concrète des enjeux (opportunités et risques) environnementaux et sociaux, dans les choix et les gestes professionnels, grâce en particulier à l'intégration des six ORE dans le cadrage stratégique des entités opérationnelles et dans le processus de criblage des nouveaux projets sous l'angle du développement durable [1]. Elle est notamment chargée du suivi de l'objectif de réduction des émissions directes de GES « scope 1 » [2] du Groupe.

Elle a pour ambition de faire de la performance du Groupe, en tant qu'entreprise responsable, une source de différentiation qui crée de la valeur pour l'ensemble des parties prenantes (salariés, actionnaires, clients). Elle anime le développement durable dans le Groupe : animation corporate des métiers et des filiales au sein du SDC [3] (*Sustainable Development Committee*), animation des réseaux internes dédiés tels que le système de *management* environnemental ou les réseaux de veille anticipative, l'animation de la relation et du dialogue avec les partenaires externes. Elle regroupe et anime les expertises nécessaires à la prise en compte des enjeux de développement durable et tout particulièrement à la mise en œuvre des ORE.

3.1.2.4 Les leviers de transformation

3.1.2.4.1 Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et dans le criblage des projets

Les six ORE traduisent des engagements à long terme (2030), dont l'exigence de mise en œuvre est déclinée dans les lettres de cadrage précisant la contribution attendue de chacune des entités et filiales du Groupe à la réussite de l'ambition commune. Le dispositif de pilotage de ces engagements est intégré à la boucle stratégique du Groupe. Les revues de performance annuelles permettent de suivre et contrôler leur réalisation effective par les entités et filiales.

Il en va de même des projets et investissements soumis à l'approbation des divers Comités des engagements du Groupe, et en particulier ceux du Comité exécutif du Groupe [4] (CECEG) et du Comité Business Development International (CBDI) qui font l'objet d'un avis spécifique de la Direction du Développement Durable élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les enjeux des six ORE. Lorsque nécessaire, la Direction du Développement Durable organise des *due diligences* spécifiques à ces enjeux.

3.1.2.4.2 Le système de *management* de l'environnement

Afin de décliner les objectifs et les actions issus de ses engagements et de sa politique de développement durable, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un système de *management* environnemental (SME). Ce système est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001 version 2015 sur un périmètre représentant la quasi-totalité du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales (hors Enedis) et participations. L'ensemble (100 %) des sites industriels sont couverts par un SME et, pour la totalité des sites de production thermique, nucléaire et hydraulique en Europe, ce système est certifié. Les actions environnementales décidées se déploient au sein de toutes les entités et filiales *via* la déclinaison des objectifs de la politique Développement Durable du Groupe.

3.1.2.4.3 La veille anticipative

EDF anticipe les évolutions des politiques environnementales et énergétiques afin de prendre les mesures appropriées pour garantir la conformité réglementaire et pour gérer les enjeux d'intégration au business ou de risque réputationnel. La Direction Développement Durable anime à cet effet un dispositif de veille anticipative qui mobilise et coordonne les experts du Groupe. Ce dispositif s'appuie sur le travail de groupes thématiques appelés « réseaux de veille » : eau, déchets et sols, air, biodiversité, risques industriels, efficacité énergétique, précarité énergétique, santé, changement climatique, finance durable. Chacun de ces réseaux est composé d'une quinzaine de membres issus des différents métiers du Groupe et se réunit trimestriellement pour partager une vision globale. Le travail est mené en étroite collaboration avec la Direction Juridique, la Direction des Affaires Publiques et la Direction des Affaires Européennes. Les pilotes de chaque réseau se réunissent mensuellement en Agence du Développement Durable dont le rôle est de veiller à la transversalité des approches et de s'assurer de la meilleure prise en compte des enjeux du Groupe dans un regard global et de long terme. En 2019, EDF a été considéré par le think tank InfluenceMap parmi les 17 entreprises soutenant le plus activement la réglementation alignée sur les Accords de Paris [5].

3.1.2.4.4 Le pilotage des risques environnementaux

Les risques environnementaux, y compris ceux liés au changement climatique, sont intégrés au système de *management* de l'environnement et au dispositif de contrôle interne du Groupe en lien avec la gestion des risques Groupe. Ils font l'objet de plans d'actions découlant des orientations de la politique de développement durable du Groupe.

Identification des risques environnementaux

L'actualisation de la cartographie [6] des risques 2019 conforte l'analyse des risques et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. À fin 2019, le Groupe compte 8 sites SEVESO seuil haut et 32 sites seuil bas [7].

En 2019, comme les années précédentes, les éléments les plus significatifs, en termes d'enjeux économiques et financiers relatifs aux risques environnementaux portent sur les sujets suivants : le changement climatique et les émissions de gaz à effet de serre ; le déploiement des actions d'efficacité énergétique ; les impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets ; la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes et la gestion de la ressource en eau. La principale évolution réside dans l'observation des effets du changement climatique avec des températures plus élevées et des épisodes de sécheresse qui renforcent la pression sur les milieux et sur certaines activités du Groupe.

Maîtrise des risques environnementaux

Pour maîtriser les risques d'incidents ou d'accidents industriels pouvant porter atteinte au milieu naturel ou à la santé publique, EDF met en œuvre son système de *management* environnemental Groupe ; une politique active d'investissements et un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation est arrêtée, qui comporte si nécessaire des opérations de dépollution ; un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées, intégrant le retour d'expérience des crises vécues et des exercices ; des inspections et des audits sur les sites de production ; une politique de gestion de crise, qui prévoit notamment des tests réguliers des organisations de crise au travers d'un programme annuel d'exercices de crise (voir section 2.1.2.5 « La gestion de crise et continuité d'activité »). L'incident industriel du site SEVESO de LUBRIZOL en France (hors EDF) donnera lieu à un retour d'expérience interne spécifique afin d'en dégager d'éventuelles pistes de progrès.

(1) Voir section 3.1.2.2 « Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et le criblage des projets ».
(2) Voir section 3.4.2 « Méthodologie ».
(3) En 2018, le SDC s'est réuni à cinq reprises et a par exemple examiné la trajectoire carbone, l'agenda biodiversité, l'organisation du reporting extra-financier et effectué la revue du Système de Management Environnemental du Groupe.
(4) Sont concernés les nouveaux projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement. En 2030, le Groupe envisage de porter ce seuil financier à 30 millions d'euros.
(5) How companies really impact progress on climate, 2019, influencemap.org/climate-lobbying.
(6) Voir section 2.1.2.1 « La cartographie des risques et le rapport de maîtrise des activités et des risques».
(7) Seuil haut et seuil bas : les établissements industriels sont classés « Seveso » selon leur aléa technologique en fonction des quantités et des types de produits dangereux qu'ils accueillent. Il existe ainsi deux seuils différents classant les établissements en « Seveso seuil bas » ou en « Seveso seuil haut ». Les exigences associées à ces deux types sont très différentes ; elles sont fortement contraignantes pour le seuil haut, notamment quant au système de gestion de la sécurité, à l'information du public, au plan de prévention, etc.

En France, une offre globale de formation « environnement – développement durable » réunit les formations métiers et transverses relatives au *management* de l'environnement, aux normes et réglementations, aux analyses environnementales. En 2019, 2 760 salariés ont bénéficié de ces formations pour 21 752 heures [1]. Le réseau « développement des compétences environnement » contribue à la gestion prévisionnelle des compétences du domaine et aux parcours professionnels des experts.

Localement, chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise les exercices de crise correspondants, met en œuvre un suivi et communique sur les événements environnementaux relevant de sa responsabilité.

Événement environnemental à enjeu

Durant l'année 2019, il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu [2]. Un seul événement notable est survenu au début de la mise en eau du barrage de SINOP au Brésil qui a généré un double épisode de mortalité piscicole en février et en mars, entraînant la mort de plusieurs dizaines de tonnes de poissons. Les causes sont principalement dues à un phénomène de sursaturation gazeuse (fréquent au Brésil et sur des grands fleuves), générée par l'utilisation des évacuateurs de crue pendant cette phase. Sinop Energia (détenue à 51 % par EDF Norte Fluminense, filiale à 100 % d'EDF) s'est engagée à mettre en place des programmes de prévention et de surveillance ainsi qu'à verser 4 millions de BRL (environ 0,9 million d'euros) à titre de compensation financière pour les impacts environnementaux.

Certains actes d'exploitation peuvent être suivis de litiges issus de plaintes déposées par des ONG ou associations, de mises en demeure des autorités de régulation nationales (ASN, préfecture, etc.) ou de différends relatifs à des opérations foncières. En 2019, le montant des pénalités prononcées à l'encontre d'EDF s'est élevé à 28 000 euros décomposés en 6 pénalités toutes inférieures à 10 000 euros, dont 4 amendes (concernant 3 sites nucléaires et EDISON) et 2 transactions pénales (hydraulique et nucléaire) relatives à la gestion des déchets, à la qualité des eaux ou à la réglementation INB.

Réduction du risque chimique

Pour réduire les risques de pollution, les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement lorsque cela est techniquement possible. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et repro-toxiques) ou considérées comme extrêmement préoccupantes. Les produits de substitution répondent souvent à des éco-labels par exemple pour les produits d'entretien (concerne nos filiales Citelum, Électricité de Strasbourg (ÉS) et les Data centers). Suite aux études antérieures, des substitutions sont mises en œuvre : huiles éco-acceptables à la production hydraulique en cours de généralisation, fluide de commande des turbines de centrales thermiques et nucléaires en France et au Royaume-Uni, vernis et peintures (Direction Industrielle, Direction Immobilier et Citelum). Dans le cadre d'un projet de R&D, des actions visent à identifier et évaluer des technologies matures et innovantes de traitement des effluents liquides. Par ailleurs, EDF Hydro, Direction Immobilier, Enedis et ÉS poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB [3]et PCT [4] de plus de 50 ppm. Ces plans d'actions poursuivis en 2019 sont conformes aux prévisions. L'élimination totale est fixée à fin 2025. EDF R&D, EDF SEI, EDF PEI, Cyclife France, Dalkia et la production thermique et nucléaire n'ont plus d'appareils dépassant ce seuil.

3.1.2.4.5 L'apport d'expertise *via* des partenariats développement durable



Les partenariats constituent un levier important pour mettre en œuvre les ORE sur quatre champs particulièrement : la biodiversité, la transition énergétique, les populations vulnérables et la précarité énergétique, le dialogue et la concertation.

En matière de biodiversité, le Groupe s'appuie en France sur des partenariats nationaux construits dans la durée avec les grands acteurs du secteur (voir section 3.3.2.1.1 « L'engagement d'EDF en faveur de la biodiversité »). Sur le climat et la transition écologique et solidaire au sens large, le partenariat noué avec l'Iddri (l'Institut du développement durable et des relations internationales) permet à EDF d'engager des échanges sur des sujets à enjeu, de développer son expertise et de détecter les sujets émergents. L'accompagnement des populations fragiles dans la transition énergétique constitue l'un des axes de partenariat d'EDF, tout particulièrement avec le secteur de l'économie sociale et solidaire et de l'entrepreneuriat social. EDF a ainsi conclu un partenariat avec ASHOKA France, l'un des pionniers et des acteurs majeurs de l'entrepreneuriat social décrit à la section 3.3.1.1.3 « L'innovation sociale ». En matière de dialogue mené au sein des territoires, des partenariats se poursuivent avec le Conservatoire du littoral sur la dimension « accompagnement des territoires » et avec l'École nationale supérieure de paysage (ENSP) pour que les Directions Opérationnelles d'EDF intègrent davantage la dimension paysage dans leurs activités. La dimension territoire est également portée avec l'association Sites et Cités Remarquables pour l'appui à la mise en valeur de notre patrimoine industriel. Enfin, de nombreux partenariats sont noués localement dans le cadre du dialogue de proximité avec les acteurs des territoires.

3.1.2.4.6 Des moyens de R&D au service de la responsabilité d'entreprise

Les activités de Recherche & Développement (R&D) menées par le groupe EDF sont portées d'une part par la Direction Recherche et Développement – EDF R&D et d'autre part par certaines filiales du Groupe. Ces activités sont complémentaires et s'inscrivent dans la stratégie CAP 2030 du Groupe. Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial pour trouver atteindre cet objectif. Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes thématiques : la transition électrique, la transition climatique, la transition numérique et sociétale. En 2019, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 713 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 523 millions d'euros ainsi que de celle conduite par certaines filiales en propre et principalement de Framatome, EDF Energy et Edison. Ces dépenses portent notamment sur la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances (voir la section 1.6 « Recherche et développement, brevets et licences »).

Pour diverses illustrations de l'engagement de la R&D d'EDF sur les enjeux matériels, voir les sections 3.3.2 et 3.3.3.

(1) Au périmètre EDF SA.
(2) Événement environnemental à enjeu : événement affectant gravement l'environnement (espaces, ressources et milieux naturels, sites et paysages, qualité de l'air, espèces animales et végétales, diversité et équilibres biologiques) et ayant un fort impact médiatique ou ayant un impact financier supérieur à 3 millions d'euros. L'événement affectant l'environnement susceptible de porter atteinte à la santé humaine entre dans le champ d'application de l'événement à enjeu pour le groupe EDF.
(3) PCB : Polychlorobiphényles.
(4) PCT : Polychloroterphényles.

3.1.2.4.7 La formation et la sensibilisation au développement durable





EDF priorise ses actions de formation et de sensibilisation au développement durable sur la visibilité de la contribution d'EDF à la transition énergétique juste et solidaire. Il s'agit aussi de parfaire la compréhension des transformations associée dans les métiers du Groupe.

Formation de salariés

En 2019, l'Université Groupe a déployé une formation « Business stratégique de l'énergie » à l'attention de 70 dirigeants du Groupe ; elle présente en particulier l'impact du changement climatique sur le secteur énergétique, ainsi que différents scénarios de décarbonation à l'horizon 2050. 70 administrateurs du Groupe ont également bénéficié d'un module « Entreprise et développement durable » et pour les *managers*, un parcours 100 % digital « *management* et développement durable » est proposé sur la plateforme de formation *ecampusmanagers*.

Le document fixant les orientations de formation d'entreprise pour EDF SA intègre désormais un chapitre dédié à la contribution d'EDF à la transition énergétique. Les parcours « métier » et l'intégration des nouveaux salariés maintiennent et développent les compétences liées à la production d'électricité bas carbone, à la sûreté des installations, à l'efficacité énergétique et à l'intégration des énergies renouvelables et des énergies décentralisées dans le mix énergétique. L'entreprise renforce les compétences liées à la gestion des risques environnementaux, à la responsabilité à l'égard des salariés et fournisseurs ainsi que des personnes et des communautés. EDF a développé une offre de formation « dialogue et ancrage territorial » à destination des chefs de projet et des *managers* qui vise à développer la connaissance des parties prenantes, l'appropriation des enjeux et la maîtrise des pratiques de dialogue et de concertation. De nouvelles formations sur la participation du public dans les projets et l'ancrage territorial ont été dispensées aux acteurs projet de la DP2D (Direction des Projets Déconstruction et Déchets) et 5 supports vidéos (*Dialogue en moins de 6 minutes*) ont été mis à disposition de l'ensemble des salariés et des *managers* sur la plateforme en ligne e.campus. Au total, ce sont près de 500 salariés qui ont été formés en matière d'écoute et de dialogue, dont 230 « dialogueurs » au titre du dispositif « Parlons Énergies ».

Sensibilisation des salariés

En 2019, EDF a lancé « Combattre le CO_2, ça commence par nous » qui encourage les salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone. Ce programme répond à la stratégie CAP 2030 ainsi qu'à une attente des collaborateurs formulée dans « Parlons Énergies ». S'adressant à ce stade à tous les salariés du Groupe en France, il promeut des éco-gestes et donne accès à des conditions préférentielles sur les offres commerciales bas-carbone d'EDF et ses filiales. Pour la mobilité électrique, ceux-ci ont ainsi accès à un marché-cadre auprès des fournisseurs automobiles retenus pour l'engagement « EV100 » sur la flotte des véhicules EDF (voir section 3.2.2.2.1 « Mobilité électrique »), ainsi qu'à des offres sur les services de recharge vertueuse commercialisés par les filiales d'EDF.

Les 101 000 salariés d'EDF et de ses filiales en France (hors Enedis) avaient été conviés en 2018 à dialoguer autour de la vision stratégique de l'entreprise avec le dispositif Parlons Énergies. Les 20 défis qui en sont issus sont actuellement mis en œuvre, parmi ceux-ci, la mise en place de salariés ambassadeurs afin de favoriser l'appropriation des offres [1]. En 2019, Parlons énergies a permis aux salariés de s'exprimer sur la mise en œuvre de la loi de programmation pluri-annuelle de l'énergie et de réfléchir à la raison d'être de l'entreprise. Plus de 1 400 propositions ont été formulées.

Sensibilisation des publics externes

La communication vise le grand public, les leaders d'opinion et les publics jeunes. Elle priorise les ORE, et plus particulièrement la lutte contre le changement climatique et la biodiversité.

À destination du grand public, EDF accompagne le programme « Energies for Climate » porté par Makesense, une communauté internationale de citoyens, d'associations et d'entrepreneurs. La communauté créée dans le cadre de ce programme rassemble plus de 7 000 contributeurs et 400 ambassadeurs dans 43 pays. Par l'organisation de plus de 100 forums et rencontres-débats en 2019, Energies for Climate a permis de sensibiliser quelque 100 000 personnes aux enjeux et impacts des changements climatiques. Le programme vise à faire passer tout un chacun à l'action en créant ou soutenant des projets qui vont transformer les modes de production, de consommation et d'accès à l'énergie, grâce à quoi près de 800 entreprises innovantes ont été identifiées et déjà 50 start-ups et entrepreneurs valorisés ou soutenus.

Face à l'urgence environnementale devenue première préoccupation des Français, EDF accompagne la grande cause « Agissons pour l'environnement » de Make.org, une coalition composée de plus de 70 institutions, associations, médias, mouvements citoyens et entreprises partenaires. *Via* une plateforme numérique qui donne des clefs pour une meilleure compréhension des enjeux climatiques et de biodiversité, un appel d'ampleur aux solutions citoyennes pour agir collectivement en faveur de la préservation de l'environnement a été lancé en novembre 2019. En année deux, des ateliers seront organisés pour passer des propositions à un plan d'actions. La dernière phase du programme sera dédiée au pilotage de cinq à dix projets retenus, avec évaluation de leur impact. À fin 2019, plus de 366 000 personnes ont déjà participé au programme, produisant plus de 13 700 propositions.

En France, EDF est partenaire depuis 2008 de la « Fête de la Nature », une opération nationale soutenue notamment par l'Agence française pour la biodiversité (AFB), le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'UICN [2]. Chaque année, les directions et entités d'EDF en métropole et en Outre-mer se mobilisent pour donner de la visibilité à l'enjeu de la biodiversité, en portant à la connaissance du grand public, et des salariés, les actions concrètes mises en place par les métiers de l'entreprise pour préserver le monde du vivant. Ce temps d'échanges est l'occasion de rappeler les liens entre biodiversité et changement climatique. L'organisation de ces manifestations par les métiers contribue à l'un des engagements pris dans act4nature (« mobiliser toutes les entités du Groupe »). En 2019, pour la 13e édition consacrée à « La nature en mouvement », les métiers d'EDF ont organisé 77 manifestations et reçu près de 5 500 visiteurs. Depuis 2008, ce sont plus de 60 000 visiteurs qui ont été accueillis sur les sites d'EDF. Enfin, la communication autour de la solidarité, notamment sous l'angle de la lutte contre la précarité, a été privilégiée, avec plusieurs opérations à destination du grand public pour expliquer les dispositifs permettant de moins et mieux consommer, récompensés par l'obtention du label « Engagé RSE » par l'AFNOR.

À l'attention des leaders d'opinion, le Groupe a poursuivi le cycle de ses « Rencontres Climat Énergie » engagé à l'occasion de la COP21, où des experts viennent partager auprès de publics très ciblés (grandes entreprises, collectivités locales, représentants d'ONG et d'administration) leur approche des enjeux climatiques et de la transition énergétique. EDF a ainsi organisé en 2019 une conférence avec la Présidente de la Commission nationale de débat public, Chantal Jouanno, sur « Projets, les enjeux de la participation du public ». Dans le contexte français de la crise des gilets jaunes qui a renforcé la nécessité de prendre en compte la dépendance des consommateurs aux énergies fossiles et de trouver les moyens de rendre acceptables par les populations les plus fragiles les politiques climatiques qui se dessinent, EDF a organisé, dans le cadre de son partenariat avec le Théâtre du Rond-Point, une journée d'échanges sur « La transition énergétique juste : débat autour de l'acceptabilité des politiques publiques », avec la participation à ses côtés de la Fondation Abbé Pierre, la Fondation Énergies pour le monde (FONDEM), le Centre européen de stratégie politique (CESP), le Pacte Finance Climat et l'Ademe. En 2019, la R&D du Groupe a organisé deux grands événements : en partenariat avec l'EPRI, un « Sommet Electrification Europe » sur le thème « Solutions concrètes pour l'électrification des usages et la décarbonation de la Société », à destination des entreprises françaises et européennes (près de 800 participants) ; une Journée « Climat : comprendre pour agir », dans l'objectif d'informer, partager et fédérer autour des enjeux du changement climatique.

Pour les publics jeunes, EDF propose aux écoles primaires, collèges et lycées, des conférences gratuites sur l'électricité et le développement durable [3]. En 2019, EDF a opéré à une refonte complète de ces conférences, axée sur la thématique « Énergies & climat » et fondée sur une nouvelle approche pédagogique : des ateliers qui renforcent l'interaction et mettent les élèves en situation d'acteurs de leur propre apprentissage en les immergeant dans une mission scénarisée (définir une stratégie énergétique pour réduire les émissions de GES ; transformer une ville en smart city, etc.). Plus de 52 800 élèves en ont bénéficié.

(1) Cette initiative a reçu le trophée de la participation et de la concertation le 19 novembre 2018, organisé par la Gazette des communes et l'association Décider Ensemble, sous l'égide du ministère de la Transition écologique et solidaire, de la Commission Nationale du Débat Public et du Commissariat Général au Développement Durable.
(2) UICN : Union Internationale pour la Conservation de la Nature.
(3) En partenariat avec le ministère de l'Éducation nationale dans la cadre d'une convention signée en 2002.

3.2 EDF, entreprise engagée dans la transition énergétique

Sous réserve d'adoption par l'assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2020, la raison d'être d'EDF serait de " Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ". Elle renforce son ambition de développer en France et à l'international des solutions pour que chacun puisse être acteur de la transition énergétique.

EDF est de très loin le premier contributeur à une énergie décarbonée en Europe et le premier investisseur dans la transition énergétique.

3.2.1 EDF, leader de l'énergie bas carbone

Leader des énergies bas carbone dans le monde, le groupe EDF a développé un mix de production diversifié qui repose principalement sur l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables. Afin de répondre à l'urgence du changement climatique, le groupe EDF déploie une stratégie ambitieuse alliant poursuite de la décarbonation, adaptation et transformation et qui participe à l'atteinte des Objectifs de Développement Durable n° 13 (lutte contre le changement climatique) et n° 7 (recours aux énergies renouvelables) fixés par l'ONU.

3.2.1.1 EDF, engagé en faveur du climat (ORE n° 1)





3.2.1.1.1 L'ambition du groupe EDF

Le groupe EDF est conscient à la fois de l'impact de ses activités sur le changement climatique, et de l'impact du changement climatique sur ses activités. Face à l'urgence climatique et pour répondre aux attentes de ses parties prenantes, le groupe EDF s'est fixé en 2016 comme premier objectif de responsabilité d'entreprise (ORE n° 1) l'ambition d'aller au-delà des exigences de la trajectoire 2 °C fixée par l'accord de Paris en baissant significativement ses émissions de CO_2.

En 2018, le groupe EDF a pris l'engagement de réduire ses émissions directes de gaz à effet de serre à 30 millions de tonnes en 2030 et de s'inscrire dans l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Cet engagement a été intégré dans la politique Développement Durable du Groupe. L'objectif de 30 millions de tonnes en 2030 correspond à une réduction des émissions directes du groupe EDF de 40% par rapport à l'année 2017, réhaussé à 50% début 2020. Il a été fixé en s'appuyant sur la méthodologie développée au sein de l'initiative « *Science Based Targets* » pour le secteur électrique en prenant 2015, année de signature de l'accord de Paris et de lancement de la stratégie Cap 2030 du groupe EDF, comme année de référence. L'engagement carbone du groupe EDF en 2030 a été complété par une cible intermédiaire (point de passage) de 35 millions de tonnes en 2023 (1).

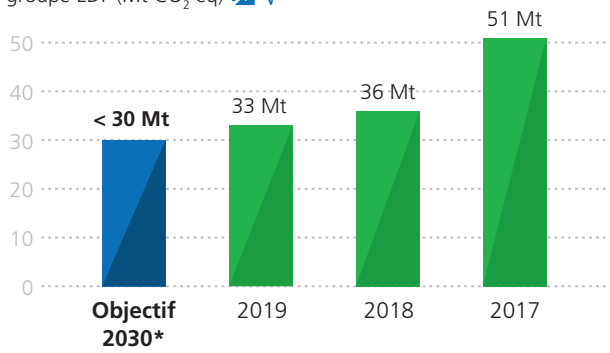
Cet engagement est ambitieux car le groupe EDF, qui est l'un des tout premiers électriciens mondiaux en termes de capacités nettes et de production d'électricité, est également déjà l'un des électriciens avec la plus faible intensité carbone, contribuant de fait à réduire significativement l'empreinte carbone du secteur électrique européen.

Afin de permettre au groupe EDF de respecter son engagement carbone, les principales filiales du Groupe se sont également fixé des objectifs ambitieux : Au Royaume-Uni, EDF Energy vise à réduire son intensité carbone et à atteindre la neutralité carbone avant 2050. En Italie, Edison a pour objectif de réduire son intensité carbone à moins de 260 g/kWh d'ici 2030.

Le graphique suivant présente l'évolution de l'indicateur « émissions directes de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF » :

EDF, leader de l'énergie bas carbone

Émissions directes de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF (Mt CO_2 eq) √



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Il s'agit des émissions directes de GES, hors Analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles. Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°2 « Renouvellement, prolongation et performance du mix énergétique en vue de sa décarbonation » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».
√ Indicateur 2019 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A
*Chiffre en cours d'ajustement avec l'initiative SBTi

Les émissions directes de gaz à effet de serre du groupe EDF continuent de baisser en 2019 (- 7 % par rapport à 2018), Cette baisse des émissions directes du groupe EDF en 2019 est principalement imputable à la baisse drastique de l'utilisation du charbon pour produire de l'électricité et de la chaleur au sein du Groupe (- 60 % par rapport à 2018), partiellement remplacé par du gaz naturel beaucoup moins émetteur (+ 7 %). Une partie de la diminution de gaz à effet de serre entre 2017 et 2018 est liée à la cession des actifs d'EDF Polska à l'entreprise d'Etat polonais PGE.

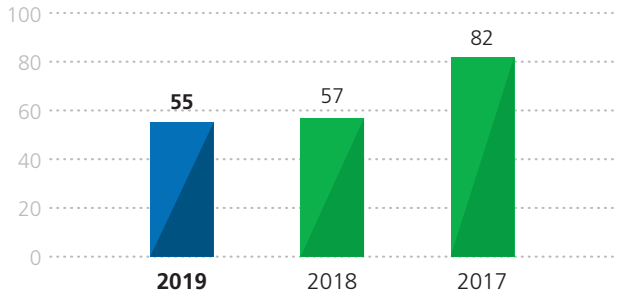
Conscient et convaincu que la cession d'un actif carboné ne peut être la réponse stratégique à l'urgence climatique à l'échelle de la planète, le Groupe s'inscrit dans une trajectoire de fermeture de l'ensemble de ses centrales les plus émettrices : notamment entre 2017 et 2019 avec en France, l'arrêt de Porcheville, de la tranche 2 de Cordemais et de la dernière tranche fioul (Cordemais 3) et, au Royaume-Uni, la fermeture de la centrale à charbon de Cottam.

(1) Chiffre en cours d'ajustement avec l'initiative SBTi.

Le graphique suivant présente l'évolution de l'indicateur de performance « intensité carbone du kWh électricité et chaleur du groupe EDF » :

EDF, leader de l'énergie bas carbone

Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur (gCO_2/kWh)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Il s'agit des émissions directes de CO_2, hors Analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles. Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°2 « Renouvellement, prolongation et performance du mix énergétique en vue de sa décarbonation » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

L'intensité carbone du groupe EDF continue de baisser et atteint la valeur de 55 gCO_2/kWh en 2019. Cette intensité carbone est plus de cinq fois inférieure à la moyenne du secteur électrique européen 294 g/kWh et plus de huit fois inférieure à la moyenne du secteur électrique mondial 485 g/kWh [(1)], confirmant la place de leader bas carbone du groupe EDF au sein du secteur électrique.

Vers de nouveaux engagements

Le groupe EDF a pour ambition d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Dès 2018, le Groupe s'est engagé sur une baisse de 40 % de ses émissions directes de gaz à effet de serre (scope 1) entre 2017 et 2030, avec un point de passage à un niveau annuel d'émission de 35 Mt en 2023 [(2)].

Par ailleurs le groupe EDF publie chaque année depuis 2016 un bilan GES (Gaz à Effet de Serre) détaillé sur l'ensemble de sa chaîne de valeur, faisant l'objet d'une vérification externe couvrant toutes les émissions significatives, et anticipant ainsi de plusieurs années les exigences réglementaires dans ce domaine.

Convaincu que l'atteinte de la neutralité carbone passe par une stratégie de réduction de l'ensemble de ses émissions, y compris de celles de ses clients, le groupe EDF a décidé début 2020 de signer l'engagement « *Business Ambition for 1.5 degrees* » aux côtés de 200 autres entreprises au niveau mondial, et s'est fixé des trajectoires de réduction d'émissions de gaz à effet de serre pour qu'elles répondent à une hausse des températures limitée à 1,5 degrés. Il s'est aussi engagé dans l'obtention de la certification *Science Based Target Initiative*, avec une baisse des émissions directes du Groupe réhaussée de 40 à 50% pour 2030 et, pour la première fois, un engagement de réduction des émissions indirectes (scope 3), en cours de validation.

3.2.1.1.2 La gouvernance de la stratégie climatique EDF

La gouvernance de la stratégie climatique du groupe EDF s'inscrit dans la gouvernance du développement durable (voir section 3.1.2.3.3 « La Direction Développement Durable »). Elle est pilotée par le plus haut niveau du Groupe.

Le Comité exécutif définit la stratégie climatique du Groupe. Au sein du Comité exécutif, le Directeur Innovation Responsabilité d'Entreprise et Stratégie (DIRES) porte l'enjeu climatique. Le Comité exécutif examine et valide une fois par an la trajectoire de décarbonation du Groupe. Le cas échéant les arbitrages requis sont proposés dans le cadre du processus de Plan Moyen Terme (PMT) lors de la validation des cadrages stratégique et financier des différentes entités du groupe EDF (mai-juin).

Le Conseil d'administration définit les orientations stratégiques, économiques, financières et technologiques du Groupe en prenant en considération les enjeux climatiques. Pour ce faire il examine régulièrement les risques et opportunités liés au changement climatique et donne son avis sur la stratégie climatique du Groupe. En novembre 2018 la gouvernance de l'engagement carbone du groupe EDF a été présentée au Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise (CGRE) du Conseil d'administration. En octobre 2019, un dossier spécifique sur les risques climatiques a été présenté au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Tous les projets d'investissement proposés aux instances de décision du Groupe et susceptibles de générer des émissions de gaz à effet de serre directes ou indirectes significatives incluent dans leur dossier une vérification non seulement de leur cohérence avec la trajectoire de décarbonation du Groupe, mais aussi avec la dynamique de transition énergétique des pays concernés.

Le Comité stratégique de Responsabilité d'Entreprise, mis en place en 2018, assure le pilotage de la stratégie climatique du groupe EDF. Cela comprend le suivi de l'engagement carbone du Groupe, mais aussi le suivi de l'évolution des émissions indirectes (« scope 3 ») et des stratégies d'adaptation mises en place pour faire face à l'évolution des risques et des opportunités liés au changement climatique. Le Comité stratégique RSE se réunit au minimum deux fois par an. Il rend compte de ses activités au moins une fois par an au Comité exécutif du Groupe et au Comité CGRE du Conseil d'administration.

La Direction du Développement Durable (DDD) assure le suivi opérationnel des actions et des indicateurs liés à la stratégie climatique du groupe EDF dans le cadre de la mise en œuvre de la politique de développement durable du Groupe. Elle travaille en relation avec les Directions Corporate et les filiales concernées, en s'appuyant sur le Système de *Management* Environnemental (SME) du Groupe et sur le Comité Développement Durable (*Sustainable Development Committee*, SDC) qui tient lieu de Directoire Environnement du Groupe. Les actions de mise en œuvre de la politique de développement durable du Groupe sont de la responsabilité des métiers et entités du Groupe.

La Direction des Risques Groupe (DRG) s'assure que toutes les entités examinent les risques climatiques (risques physiques et risques de transition) dans leur cartographie des risques mise à jour annuellement. La DRG coordonne la mise à jour des politiques du groupe EDF et garantit que chaque mise à jour s'accompagne d'une analyse spécifique pour vérifier la cohérence avec la stratégie climatique du Groupe, en collaboration avec la DDD.

Le conseil Développement Durable, composé de personnalités externes représentatives des différents enjeux du groupe EDF, permet de faire remonter les attentes de la société civile en termes de lutte contre le changement climatique.

Le conseil Scientifique est régulièrement sollicité pour éclairer la stratégie climatique de l'entreprise en présentant l'avancée des connaissances scientifiques dans le domaine (notamment issues du GIEC [(3)]) et en proposant des orientations stratégiques pour la R&D du groupe EDF. Le conseil Scientifique a été saisi en 2019 pour produire un rapport sur le thème « le changement climatique et ses impacts pour le groupe EDF » qui a nourri le dossier risque climatique présenté en Comité exécutif Groupe et au Comité d'audit.

3.2.1.1.3 Des actions concrètes pour réduire les émissions du groupe EDF

Pour maintenir sa position de leader bas carbone et atteindre son objectif de réduction de ses émissions, le groupe EDF dispose de trois principaux leviers : assurer la performance du parc nucléaire Groupe dans la durée ; doubler les capacités d'énergies renouvelables d'ici 2030 [(4)] ; réduire les émissions de CO_2 de son portefeuille d'actifs de production (voir aussi la section 1.4.1.4.2 « Les enjeux de la production thermique »).

L'arrêt des centrales charbon

Le groupe EDF a mis à l'arrêt définitif entre 2010 et fin 2019 plus de 4 500 MWe de moyens de production à partir de charbon en France (10 unités) et au Royaume-Uni (2 unités). Ces fermetures ont été accompagnées de mesures de reclassement des salariés et d'actions pour développer de nouvelles activités

(1) CO_2 Emission Factors, International Energy Agency, 2019 (chiffres 2017).
(2) Chiffre en cours d'ajustement avec l'initiative SBTi
(3) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
(4) Voir section 1.3.3.3 « Production très bas carbone : nucléaire et énergies renouvelables».

économiques locales. La dernière centrale arrêtée est celle de Cottam, exploitée par EDF Energy, en septembre 2019.

Dès 2017, Le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* qui promeut dans le cadre de l'Accord de Paris la sortie du charbon dès 2030 dans les pays Européens, et avant 2050 pour le reste du monde. En 2020, EDF s'engage à sortir de la production à base de charbon d'ici 2030 toutes zones géographiques confondues.

Concernant les dernières unités charbon exploitées par le Groupe : La centrale du Havre sera mise à l'arrêt au printemps 2021 ; la centrale de Cordemais étudie sa conversion à la biomasse (projet ECOCOMBUST) à partir de 2022 ce qui permettrait une réduction des émissions directes de gaz à effet de serre de l'installation d'un facteur 5 pour un fonctionnement en pointe à partir de pellets, jusqu'en 2026. La centrale de Cottam (Royaume-Uni) a fermé en 2019 après plus de 50 ans d'exploitation.

La production d'électricité et de chaleur à partir de charbon représente en 2019 moins de 1 % de la production totale du groupe EDF. À noter que, sur la période 2010-2018, EDF a également fermé toutes ses chaudières fioul de forte puissance, correspondant à une capacité installée de 5 200 MWe.

L'amélioration des performances et la R&D

L'atteinte de la neutralité carbone au niveau des pays comme des entreprises ne pourra se faire sans le déploiement de nouvelles solutions technologiques. A titre d'exemple le groupe EDF développe des compétences sur le captage de CO_2 depuis plus de 10 ans, à travers l'implication dans des projets de recherche internationaux mais aussi avec la construction et l'exploitation d'un pilote de captage sur le site du Havre. Ce démonstrateur de 22 millions d'euros (co-financé à 25 % par l'ADEME) a capté 1 900 tonnes de CO_2 et a permis de caractériser la faisabilité technico-économique de plusieurs procédés. Le groupe EDF maintient également une veille active sur les technologies qui pourraient créer une rupture dans ce domaine.

Le groupe EDF travaille par ailleurs en permanence à optimiser les performances énergétiques et environnementales de son parc thermique, de façon à réduire ses émissions de CO_2, mais aussi à rendre plus de services au système électrique qui doit intégrer une quantité toujours plus importante d'énergie renouvelable intermittente et non pilotable.

Une transition énergétique ambitieuse dans les territoires insulaires

La France s'est fixée des objectifs ambitieux de décarbonation et d'indépendance énergétique des territoires insulaires dans le cadre de leur PPE (autonomie énergétique des territoires d'Outre-mer en 2030, et de la Corse en 2050). Les installations thermiques (principalement moteurs) jouent actuellement un rôle important dans ces zones non interconnectées. EDF SEI et EDF PEI s'inscrivent pleinement dans les objectifs de transition énergétique notamment à travers les actions suivantes :

- mise en place volontaire d'un système de *management* de l'énergie (certification ISO 50001) sur 7 sites de production thermique de SEI et actions d'optimisation du rendement des installations de PEI ;
- projet de substitution du fioul par des biocarburants sur les moteurs de micro-réseaux SEI (test de plus d'un mois dans l'île de Molène, en Bretagne) comme sur les moteurs de PEI ;
- arrêt des moteurs et TAC fioul les plus anciens au fur et à mesure de l'arrivée des nouveaux moyens de production moins émetteurs.

Le verdissement des réseaux de chaleur

Dalkia, filiale du groupe EDF spécialisée dans les services énergétiques, s'est fixé l'objectif d'atteindre un taux d'énergie renouvelables et de récupération dans son mix énergétique de 50 % à l'horizon 2022. Ce taux est de 40 % en 2019. Cet engagement se traduit par le développement de l'utilisation de la biomasse (bois énergie, fraction biodégradable des ordures ménagères, biogaz), de la récupération de chaleur fatale et de la géothermie, en s'appuyant sur les filiales spécialisées Dalkia Wastenergy et Dalkia Biogaz. Dalkia a par ailleurs permis à ses clients de réaliser 6,7 TWh d'économies d'énergie et a ainsi évité l'émission de 4,3 millions de tonnes de CO_2 équivalent.

La maîtrise des émissions des autres gaz à effet de serre

Outre le CO_2, les autres gaz à effet de serre pris en compte dans le bilan d'émission du groupe EDF sont le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O) et l'hexafluorure de soufre (SF_6). Les autres émissions résiduelles de gaz à effet de serre représentent environ 1,6 % du total du scope 1 du Groupe (voir § 3.4 « Note Méthodologique pour plus de précision »).

Dès que cela est technologiquement et économiquement possible, le groupe EDF utilise des technologies alternatives au SF_6 : SEI a ainsi procédé au remplacement en 2019 de deux Postes électriques Sous Enveloppe Métallique (PSEM, contenant du SF_6) par des Postes Intérieur Modulaire (PIM, sans SF_6) ; EDF Hydro s'est porté volontaire pour expérimenter sur un site de production un disjoncteur à coupure dans le vide et isolement sous pression d'air sec (sans SF_6). C'est également ce type de technologie aérienne qui a été retenue pour la plateforme d'évacuation d'énergie du projet EPR2. Enfin, le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a développé un nouveau palier technique de cellules à coupure dans le vide pour les postes primaires HTB/HTA dont les premiers modèles seront installés en 2020.

EDF a signé dès 2004 un engagement volontaire concernant la réduction des émissions de SF_6 (fuites) de l'ensemble de ses appareils électriques haute et moyenne tension. Ces actions sont suivies dans le cadre du Système de Management Environnemental (SME) du Groupe. Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis s'est ainsi fixé un objectif de stabilisation de ses émissions de SF_6 à 330 kg par an. Grâce à une politique volontariste, la DPN (Division de la Production Nucléaire) a pour sa part pu réduire de 84 % ses émissions de SF_6 entre 2008 et 2017. 2018 marque une reprise à la hausse des fuites de SF_6 (+ 34 %), ce qui a conduit la DPN à mettre en place un plan d'actions spécifiques ciblant 5 sites et visant à ramener tous les équipements à leur taux de fuite de conception, soit 1 % par an.

L'ensemble des métiers du groupe EDF travaillent à réduire l'impact carbone des fluides réfrigérants utilisés. Ainsi la filiale Dalkia Froid Solutions recourt, pour plus d'un tiers de son activité, à des fluides verts (CO_2, ammoniac), permettant de baisser l'impact carbone moyen de ses fluides réfrigérants de 2,5 teqCO_2/kg en 2017 à 1,25 teqCO_2/kg en 2019.

Des actions visant à améliorer les connaissances scientifiques sur l'empreinte carbone des barrages en zone tropicale sont en cours sur le barrage de Petit Saut (Guyane). En effet, les réservoirs artificiels peuvent émettre des gaz à effet de serre sous forme de méthane et de CO_2, notamment les premières années après la mise en eau, du fait la décomposition de la biomasse présente lors de la mise en eau (arbres et humus).

3.2.1.1.4 Des investissements prenant en compte le climat

Des investissements décarbonés à 97 %

Afin de conforter sa place de leader de la croissance bas carbone, le groupe EDF accélère le développement des énergies renouvelables et des services, et poursuit ses investissements dans le nucléaire et les réseaux. Ces investissements dans des moyens déjà décarbonés ou permettant l'intégration de plus d'énergies renouvelables ont représenté près de 13,5 milliards d'euros en 2019, soit environ 97 % des investissements nets du Groupe (hors plans de cessions). La R&D d'EDF joue un rôle majeur dans le développement de solutions bas carbone (électrification des usages, mobilité électrique, nouveau nucléaire, énergies renouvelables, stockage) tout en renforçant la performance et la sûreté des installations existantes.

La prise en compte d'un prix du carbone

Dans le cadre de sa politique d'investissements, les engagements financiers du groupe EDF sont passés au crible de la stratégie CAP 2030 et de l'engagement carbone du Groupe. La rentabilité de tout investissement est évaluée en s'appuyant sur des scénarii moyen-long terme qui incluent des prix de carbone pour les régions soumises à un marché de gaz à effet de serre comme l'EU ETS en Europe. Les scénarii incluant un prix élevé du carbone permettent d'orienter les investissements du Groupe vers des actifs bas-carbone. La description des scénarii utilisés dans ce cadre, ainsi que leurs conséquences sont actuellement des données confidentielles, mais le groupe EDF travaille dans l'optique de pouvoir en rendre publics certains éléments dans le cadre des recommandations de la TCFD (*Task force on Climate-related Financial Disclosures*).

Le recours aux *Green bonds*

Le groupe EDF est un précurseur de la finance dite « durable », avec la première émission d'une obligation verte (*Green Bond*) dès 2013. Depuis le Groupe a procédé à trois autres émissions, portant le total à 4,5 milliards d'euros levés et faisant d'EDF un des plus importants émetteurs corporate d'obligations vertes en Europe. EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement de nouveaux investissements dans des projets éoliens et solaires, dans la rénovation et la modernisation du parc hydroélectrique en France métropolitaine et à l'international, dans des projets d'efficacité énergétique et dans des projets de préservation de la biodiversité.

L'ouverture de lignes de crédit indexées sur les engagements de responsabilité d'entreprise du groupe EDF

Engagé en matière de responsabilité sociétale des entreprises (RSE), le groupe EDF prône le renforcement du lien entre les performances extra-financières du Groupe et sa stratégie de financement grâce à l'utilisation des nouveaux instruments de la finance durable.

Après la syndication de trois lignes de crédit indexées sur des critères environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) en 2017, 2018, le groupe EDF a signé en 2019 trois nouvelles lignes de crédit renouvelables bilatérales de 300 millions d'euros chacune. Ces facilités de crédit intègrent un mécanisme d'ajustement des coûts prenant en compte la réduction des émissions directes de CO_2 du Groupe, mais aussi l'utilisation par les clients d'EDF des outils de suivi de consommation en ligne (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de la flotte de véhicules légers d'EDF. Le total des facilités de crédit indexées sur des critères ESG du groupe EDF s'élève désormais à plus de 5 milliards d'euros, soit 48 % des lignes de crédit du groupe EDF.

L'incubateur et *corporate venture* EDF Pulse croissance

La transition énergétique passe par l'exploration de solutions innovantes et par les *start-ups*. C'est pourquoi le groupe EDF a lancé en 2017 le *corporate venture* et incubateur EDF Pulse Croissance, avec un objectif d'investir dans des *start-ups* et projets afin de faire émerger les nouvelles activités et les métiers de demain au sein du Groupe en France et à l'international (voir section 1.4.6.1.3 « EDF Pulse Croissance »).

3.2.1.1.5 Une gestion responsable des émissions indirectes

Une comptabilité carbone qui va au-delà des obligations réglementaires

Parce qu'il ne peut y avoir de stratégie efficace d'atténuation sans une connaissance précise de nos émissions directes et indirectes, le groupe EDF a mis en place une comptabilité carbone qui va au-delà des obligations réglementaires. Le groupe EDF publie ainsi chaque année un bilan « GES » qui couvre l'ensemble des gaz à effet de serre du Protocole de Kyoto (CO_2, CH_4, N_2O, HFC, PFC, SF_6, NF_3) et tous les postes significatifs listés par le GHG Protocol (scope 1, 2 et 3), allant de la fabrication du combustible à la vie de bureau des salariés. Les émissions sont normalisées autour de 3 « Scopes » : Le scope 1 qui couvre les émissions directes générées par nos actifs (centrales, voitures…), le scope 2 qui couvre les émissions indirectes liées aux achats d'énergie (électricité, chaleur…) pour nos besoins propres et enfin le scope 3 qui couvre les autres émissions indirectes générées chez nos fournisseurs (amont des combustibles), nos clients (combustion du gaz vendu), ou par nos investissements non consolidés.

Le bilan GES du groupe EDF fait l'objet d'une vérification externe couvrant toutes les émissions significatives. Parmi les grands électriciens européens, le groupe EDF est aujourd'hui l'un de ceux publiant un bilan GES annuel le plus détaillé sur l'ensemble de sa chaîne de valeur.

Le bilan GES du groupe EDF

Le bilan GES complet du groupe EDF fait l'objet d'une publication sur le site EDF [(1)] séparément de la Déclaration de performance extra-financière. Le bilan GES complet pour l'année 2019 n'est pas encore disponible et sera publié dans le courant du mois de mai 2020. Le tableau suivant présente donc uniquement l'évolution du bilan GES du Groupe pour les années 2017 et 2018.

Bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF *($MtCO_{2eq}$)*	**2018**	**2017**
Émissions de scope 1	36	51
Émissions de scope 2	0,5	0,5
Émissions de scope 3	111	110

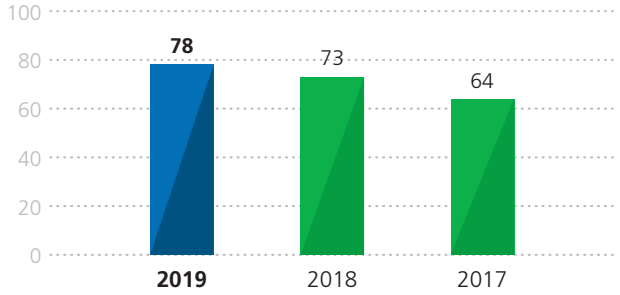
Les émissions indirectes significatives

Les émissions indirectes significatives du groupe EDF couvrent les émissions de gaz à effet de serre suivantes : émissions résultant de la combustion du gaz vendu à des clients finals et émissions résultant de la production d'électricité achetée pour être vendue à des clients finals. Les autres catégories d'émissions indirectes du groupe EDF sont détaillées dans le bilan GES complet du groupe.

Le graphique suivant présente l'évolution des émissions indirectes significatives du groupe EDF depuis 2017.

Émissions significatives du groupe EDF

Émissions indirectes significatives associées au gaz vendu et à l'électricité achetée pour être vendue à des clients finaux ($MtCO_2e$)



On observe en 2019 une légère augmentation des émissions indirectes significatives, résultant de l'augmentation des ventes de gaz à des clients finaux.

Des actions pour maîtriser l'évolution du scope 3 du groupe EDF

Le groupe EDF a pour ambition d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Or du fait de son mix énergétique largement décarboné, les émissions indirectes du groupe EDF sur sa chaîne de valeur sont notablement plus importantes que ses émissions directes.

C'est pourquoi le groupe EDF a engagé en 2019 une démarche pour encadrer le développement des activités gaz du Groupe dans un objectif de contribution à la transition énergétique des territoires. Dans cette même logique de responsabilité, le groupe EDF a pour ambition d'accompagner tous ses clients afin de leur permettre d'abaisser leur propre empreinte carbone en consommant mieux et moins (voir section 3.2.2.1 « EDF, entreprise engagée pour que chaque client consomme mieux »).

(1) https://www.edf.fr/nos-engagements/indicateurs-de-developpement-durable/environnemental#bilan-des-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-groupe-edf.

3.2.1.1.6 Une transparence renforcée sur les sujets climatiques [1]

La mise en œuvre des recommandations de la *Task force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD)

La TCFD est un groupe de travail du Conseil de stabilité financière (FSB) du G20 qui a été mis en place lors de la COP21 en 2015 afin d'œuvrer à améliorer la transparence financière des entreprises en matière climatique. EDF a été l'une des premières organisations au monde à soutenir les recommandations publiées par la TCFD en juin 2017. Ces recommandations précisent les éléments de *reporting* climat attendus dans les documents de référence des entreprises pour quatre piliers : la gouvernance, la stratégie, la gestion des risques et les indicateurs. Depuis 2018, la déclaration de performance extra-financière du groupe EDF comprend une table de correspondances permettant d'identifier de façon exhaustive les réponses apportées par le Groupe aux recommandations de la TCFD. Le groupe EDF est par ailleurs engagé dans un processus d'amélioration permanent et vise à atteindre à terme un alignement complet de son *reporting* avec les recommandations de la TCFD.

La participation au questionnaire du CDP

Le CDP (anciennement *Carbon Disclosure Project*) est une organisation indépendante à but non lucratif créée en 2000 et soutenue par plus de 800 investisseurs, qui incite les entreprises mondiales cotées à transmettre des informations sur leurs stratégies en matière de lutte contre le changement climatique afin de les noter et de faciliter l'information des parties prenantes (entreprises, investisseurs, responsables politiques). La réponse d'EDF au questionnaire du CDP est publique [2].

3.2.1.1.7 L'identification des risques et des opportunités liés au changement climatique [3]

La production d'énergie représente aujourd'hui environ 60 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'origine anthropique, dont 40 % [4] sont liées à la production d'électricité et chaleur. À lui seul le secteur de production d'électricité et chaleur produit 25 % des émissions de CO_2 d'origine anthropique (GIEC, AR5). En France, la performance carbone du groupe EDF [5] lui confère un avantage, même si, en raison de sa taille, le Groupe reste émetteur de carbone au périmètre mondial au titre des émissions du scope 1 et celles indirectes significatives du scope 3. La décarbonation de la production d'électricité est reconnue comme constituant un vecteur efficace de réduction des émissions de CO_2 ; dans le même temps, un consensus s'est formé sur des perspectives de croissance très forte de la demande d'électricité mondiale (presque 80 % d'ici à 2050).

Le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF en 2018. Il a fait l'objet d'un rapport du conseil scientifique du Groupe en mars 2019 ainsi que d'une analyse détaillée présentée au Comité exécutif du groupe EDF ainsi qu'au Comité d'audit du Conseil d'administration en octobre 2019. On trouve en section 3.6.3 une description détaillée des risques et opportunités identifiés dans le cadre de cette analyse, ainsi que leurs impacts potentiels pour l'activité du Groupe. Ces risques figurent également en section 2.2.3 « Transformation du groupe et risques stratégiques » facteur de risque 3B adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition. Le groupe EDF retient pour l'analyse des risques climatiques la classification proposée par la TCFD, qui distingue risques physiques et risques de transition.

Le groupe EDF présente un profil d'exposition aux risques climatiques, et notamment aux risques politiques, atypique. Avec un mix de production électrique décarboné à 90 % au niveau mondial[6], la part de notre production électrique directement exposée à un prix du carbone dans le cadre de l'EU ETS est largement inférieure à 10 %. Ainsi, contrairement à la plupart des autres électriciens et énergiticiens, le renforcement des ambitions climatiques au niveau politique et la hausse des prix du carbone notamment dans l'EU ETS constituent pour le groupe EDF de formidables opportunités de valorisation des atouts du Groupe.

3.2.1.1.8 La stratégie d'adaptation au changement climatique

Du plan aléa climatique à une stratégie globale de résilience de l'entreprise au changement climatique

Dès 1999, les tempêtes Lothar et Martin ont conduit EDF à travailler sur la prévention des impacts physiques du climat sur ses activités. Le groupe EDF s'est ensuite doté d'un plan aléas climatiques en 2004, puis d'une première stratégie d'adaptation au changement climatique en 2010. Ce document pose le fondement des engagements du Groupe en matière d'adaptation et identifie les actions à mettre en place dans tous les métiers : évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures ; adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes ; intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations ; adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique.

Cette première stratégie d'adaptation ciblait en priorité les risques physiques associés au changement climatique, et donc notamment les ouvrages de production à durée de vie supérieure à 40 ans, comme les centrales nucléaires et les barrages hydrauliques. Les centrales éoliennes et photovoltaïques, en tant que structures plus légères, facile à démanteler et de durée de vie typiquement inférieure à 20 ans, étaient considérées comme moins exposées au risque climatique.

Suite à la publication des recommandations de la TCFD en 2017 (voir section 3.2.1.1.6) et au dossier « risques climatiques » présenté au Conseil d'administration (voir section 3.2.1.1.7), le groupe EDF s'est engagé à mettre à jour en 2020 sa stratégie d'adaptation au changement climatique, en adoptant une approche holistique couvrant non seulement les risques physiques mais également les risques de transition. Cette stratégie nationale s'accompagne de plans d'adaptation élaborés au niveau de chaque entité du Groupe et mis à jour avec une fréquence minimum de 5 ans.

Une compétence unique parmi les grands électriciens

Dès la publication du 1er rapport du GIEC en 1990, le groupe EDF a fait le choix de développer en interne une compétence sur les enjeux climatiques. Fait unique parmi les grand électriciens, le groupe EDF dispose aujourd'hui d'une équipe d'une quinzaine de chercheurs permanents travaillant sur l'estimation des conséquences du changement climatique sur le parc de production existant et à venir (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, etc.), sur l'évolution du productible à partir d'énergies renouvelables et sur l'évolution de la demande en énergie.

Créé en 2014, le service climatique d'EDF R&D joue le rôle de passerelle entre la science climatique, sans cesse en évolution, et les métiers du groupe EDF. Il permet de fournir aux différents métiers du groupe EDF des données climatiques prêtes à l'emploi pour quantifier les risques liés au changement climatiques et élaborer leur plan d'adaptation. Pour ses études d'impact et de dimensionnement, EDF considère systématiquement le scénario GIEC le plus pénalisant, c'est-à-dire actuellement le RCP 8.5.

Le groupe EDF a par ailleurs développé un centre opérationnel de surveillance des phénomènes météorologiques et de prévision de leur incidence sur les sources de prélèvement d'eau (nappes souterraines, fleuves, rivières, mer). Ce centre, situé à Grenoble, offre un service de surveillance 24h/24 et 7j/7 des phénomènes hydrométéorologiques à risque pour le parc de production d'EDF.

Adaptation des centrales nucléaires

La résilience aux phénomènes naturels extrêmes a toujours été prise en compte dans les règles de sûreté imposées par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) aux installations nucléaires de base (INB) en France. L'objectif des actions d'adaptation lancées par EDF, depuis notamment la canicule de 2003, est d'accroître la marge de sécurité et de maintenir le niveau de production durant de telles périodes (en 2003 certaines centrales avaient dû réduire leur production afin d'éviter de contribuer au réchauffement de l'eau des rivières, entraînant une perte de production de 5,5 TWh, soit 1 % de la production d'EDF cette année-là).

Le plan « Grands Chauds » lancé dès 2008 a conduit EDF à procéder à l'amélioration de l'efficacité du refroidissement (source froide) de certaines de ses

(1) Voir sections 3.6.4 « Recommandations de la TCFD » et 3.5 « Notation extra-financière ».
(2) Pour le détail des résultats, voir section 3.5 « Notation extra-financière ».
(3) Voir chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise ».
(4) CO_2 Emissions from Fuel Combustion, International Energy Agency, 2018 (chiffres 2016)
(5) Voir section 3.2.1.1.1 "l'ambition du groupe EDF".
(6) Voir section 1.1 Chiffres clés

centrales et à renforcer l'électronique des bâtiments réacteurs afin de pouvoir supporter des températures supérieures à 50 °C.

Les centrales en cours de construction (Hinkley Point C, Flammanville 3) du groupe EDF ont toutes été dimensionnées en intégrant les scénarios climatiques les plus récents, conduisant notamment à revoir les hypothèses initiales de hausse du niveau des mers et des océans pour ces projets.

Concernant l'année 2019, il s'agit d'une année classée par Météo-France au 3e rang des années les plus chaudes en France depuis le début du XXe siècle, avec deux épisodes caniculaires durant l'été (fin juin et fin juillet) d'intensité exceptionnelle (mais de relative courte durée). Ces épisodes caniculaires ont entraîné 1,4 TWh de pertes d'exploitation sur le parc nucléaire (contre 2,7 TWh en 2018) dues au respect de la réglementation concernant les températures des fleuves et au faible débit des fleuves. Pour la première fois, une centrale bord de mer a également été arrêtée ponctuellement pour respecter le critère de température maximale de rejet de l'eau de refroidissement en mer.

Adaptation des ouvrages hydrauliques

Afin de renforcer la résilience aux aléas climatiques extrêmes et aux risques liés à l'afflux massif d'eau dans les réservoirs, le groupe EDF a développé et installé sur neuf de ses ouvrages hydrauliques une technologie innovante dite « Piano Key Weir » (PKWeir). Cette technologie permet de déverser une quantité d'eau bien plus importante, sans pour autant augmenter les dimensions du barrage. Lors de la conférence des Nations Unies sur le changement climatique COP21 de Paris, EDF s'est vu remettre un prix récompensant cette innovation dans le domaine de l'adaptation au changement climatique.

En 2019 EDF a mené des travaux de recalibrage d'évacuateurs de crue sur les barrages de La Palisse sur la Loire (département de l'Ardèche) avec surélévation des culées et renforcement du tapis de réception aval, et de Sainte-Marguerite sur le Chassezac (départements de la Lozère et de l'Ardèche) avec un confortement de la stabilité de l'ouvrage en crue par tirants actifs verticaux.

Autre exemple d'adaptation du parc hydroélectrique au changement climatique, le groupe EDF a remonté en 2006 de plusieurs mètres la prise d'eau de l'ouvrage les Bois dans le massif du Mont-Blanc afin de prendre en compte et d'anticiper le recul de la Mer de Glace, le plus grand glacier français.

Adaptation des réseaux de distribution

Suite aux tempêtes de 1999, le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a créé la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) qui permet de repositionner sur l'ensemble du territoire des moyens et des hommes afin de rétablir au plus tôt l'alimentation électrique. La FIRE est un dispositif clé du groupe EDF vis-à-vis des risques climatiques extrêmes. La FIRE compte actuellement 2 500 techniciens formés aux situations de crise et 11 plates-formes logistiques de stockage réparties à travers le pays permettant le déploiement de 2 000 groupes électrogènes.

2019 a été une année riche en évènements climatiques extrêmes en France, avec notamment une succession de tempêtes (tempête Amélie notamment) et de pluies diluviennes en fin d'année responsables de débordements et de crues de plusieurs cours d'eau. La FIRE est intervenue à sept reprises en 2019. Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis travaille également à réduire la vulnérabilité de ses 1,4 million de kilomètres de réseaux. Cette action passe principalement par l'enfouissement des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposés. En 2019, 3 422 km de réseaux HTA aériens et 5 972 km de réseaux aériens BTA ont été déposés. Dans les territoires insulaires, 95 % des nouveaux réseaux sont construits en sous-terrain.

3.2.1.1.9 Le groupe EDF, engagé en faveur de politiques climatiques ambitieuses (1)

Le groupe EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation réelle de l'économie. On trouvera ici quelques-unes des prises de position publiques récentes du Groupe.

Au niveau national

Lors du débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui s'est tenu en 2018, EDF dans son cahier d'acteur (2) a clairement placé la lutte contre le changement climatique comme une priorité de sa stratégie. EDF s'est joint en août 2019 à l'initiative du MEDEF « Les entreprises françaises s'engagent pour le climat » (3) pour réaffirmer la nécessité de changer collectivement de cap en accélérant l'innovation et la R&D à travers les investissements dans des solutions bas carbone.

Au niveau européen

Le groupe EDF est particulièrement actif sur la scène européenne, où il intervient soit en son nom propre (avec un bureau permanent situé à Bruxelles), soit à travers l'association représentant les électriciens européens : Eurelectric. L'engagement du groupe EDF en faveur d'un système de marché de gaz à effet de serre européen (EU ETS) robuste et d'une stratégie énergie climat long terme de la Commision (LTS) ambitieuse est reconnu par l'ensemble des parties prenantes, y compris par les ONG comme InfluenceMap qui classe le groupe EDF en 2019 comme une des entreprises promouvant le plus activement les enjeux climatiques dans les négociations européennes (4).

En 2018 les CEO du groupe EDF et d'EDISON avaient signé la déclaration d'Eurelectic « *Vision of the electric european industry* » (5) dans laquelle le secteur électrique européen s'engage à poursuivre les efforts pour atteindre la neutralité carbone bien avant 2050. Cet engagement a été réaffirmé et complété en novembre 2019 dans le cadre de la coalition « *The Electrification Alliance : Powering a Climate Neutral, Competitive and Secure Europe* » (6) (signée par EDF, EDF Energy et Luminus) avec l'objectif que l'électricité permette à l'ensemble de l'économie européenne d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050.

Le groupe EDF soutient pleinement le « *Green Deal* » européen présenté par la Commission européenne en décembre 2019, qui prévoit le rehaussement de l'objectif européen de réduction des gaz à effet de serre pour 2030 à « au moins 50 %, voire 55 % » (par rapport à 1990), et qui vise à inscrire l'objectif de neutralité climatique à horizon 2050 dans le droit européen.

Au niveau international

Le groupe EDF soutient l'initiative *Carbon Pricing Leadership Group* qui rassemble entreprises, gouvernements, universitaires et ONG pour promouvoir le prix du carbone comme outil de décarbonation de l'économie mondiale. Lors du Climate Action Summit organisé par le Secrétaire Général des Nations Unies en septembre 2019, le groupe EDF a signé l'appel du CPLC (7) qui préconise un prix de la tonne de carbone de 40 dollars à 80 dollars d'ici 2020 et de 50 dollars à 100 dollars d'ici 2030, en ligne avec le rapport Stern-Stiglitz de 2017, afin de permettre aux pays de respecter l'Accord de Paris.

Agir de manière cohérente auprès de ses parties prenantes externes

Le groupe EDF a mis en place une gouvernance spécifique afin d'assurer la cohérence des positions défendues par le Groupe, que ce soit dans le cadre de consultation formelle, de la Commission européenne par exemple, comme dans le cadre de la participation à des conférences, structures d'expertises ou think tanks nationaux comme européens. Les positions majeures du groupe EDF sur la stratégie climatique (révision de l'EU ETS, PPE, etc.) font l'objet d'une validation par un Comité de pilotage des relations avec les pouvoirs publics présidé par le Secrétaire Général et le Directeur en charge de l'Innovation, de la Responsabilité d'Entreprise et de la Stratégie (DIRES), et où les trois entités en charge de la défense des intérêts du groupe EDF sont représentées (Direction des Affaires Publiques, Direction des Affaires Européennes, Direction de la Régulation). Les positions du groupe EDF sur la stratégie climatique sont élaborées en collaboration avec le réseau de veille anticipative sur le changement climatique, qui réunit l'ensemble des métiers et des entités du groupe EDF (y compris EDF Energy, EDISON et Luminus). Ce réseau fait partie du dispositif de veille anticipative Développement Durable du groupe EDF.

(1) Voir sections 3.2.1.1.1 « L'ambition du groupe EDF » et 3.3.1.1.1 « Éthique et conformité ».
(2) https://ppe.debatpublic.fr/cahier-dacteur-ndeg43-edf.
(3) https://www.medef.com/fr/communique-de-presse/article/french-business-climate-pledge-les-entreprises-francaises-engagees-pour-le-climat.
(4) https://influencemap.org/site/data/000/391/IM_EUTradeGroups_May2019.pdf.
(5) https://www.eurelectric.org/media/2189/vision-of-the-european-electricity-industry-02-08-2018.pdf.
(6) https://www.eurelectric.org/electrification-alliance.
(7) https://www.carbonpricingleadership.org/news/2019/9/19/business-leaders-call-for-long-term-stable-carbon-pricing-policies.

3.2.1.1.10 Impliquer les salariés et les dirigeants dans la lutte contre le changement climatique

La lutte contre le changement climatique est dans l'ADN même du groupe EDF, leader de l'énergie bas carbone. Pour aller plus loin avec l'ensemble de ses salariés et de ses dirigeants, le groupe EDF met en place des actions dans trois directions : rémunération, formation [1] et innovation.

Rémunération

En matière de rémunération des salariés, l'accord d'intéressement d'EDF signé en 2016 pour la période 2017-2019 prévoit un critère de réduction de l'empreinte carbone qui représente 20 % de l'intéressement de chaque salarié : objectif de baisse des impressions papier de 15 % par an, objectif d'augmentation des réunions à distance de 30 % par an. En 2019, l'objectif de baisse des impressions papier a été dépassé (- 18,2 % par rapport à l'année précédente) et l'objectif d'augmentation des réunions par Lync a été manqué de peu (augmentation de 28 % par rapport à l'année précédente).

Concernant les dirigeants [2], 10% de la part variable de leur rémunération (qui représente jusqu'à 40% de leur salaire) est indexée sur la disponibilité du parc nucléaire, et donc sur le contenu carbone de l'électricité produite, celle-ci ne générant pas d'émissions directes de CO_2. Pour 2020, il est prévu d'instaurer un critère directement lié au carbone et s'appliquant à tous les dirigeants.

Formation

Le groupe EDF encourage tous ses collaborateurs, à tous les échelons hiérarchiques, à se former sur les problématiques climat et énergie. Les formations « Nouveau monde énergétique » et « Business stratégique de l'énergie » forment les cadres à haut potentiel et des dirigeants du Groupe aux grands enjeux climatiques et à leurs implications pour le secteur électrique (70 dirigeants formés en 2019). Des « *learning expeditions* » sont organisés pour les dirigeants du Groupe afin d'échanger avec d'autres dirigeants et membres de la société civile sur leur approche du climat et de la gestion des ressources (environ 80 dirigeants par an).

Innovation et intelligence collective

Le groupe EDF s'engage pour permettre à chaque salarié de devenir acteur de la lutte contre le changement climatique et de participer à la définition des grandes orientations du Groupe dans ce domaine.

Les dialogues internes « Parlons Énergies », organisés depuis 2017, ont permis de rassembler 25 000 salariés dans des ateliers consacrés notamment aux enjeux du changement climatique, aux énergies décarbonées et à la transition énergétique. « Parlons Énergies » a donné naissance au programme « Combattre le CO_2 » qui propose à tous les salariés en France de devenir des ambassadeurs de la transition énergétique en s'engageant à titre privé à mieux maîtriser leur consommation d'énergie et à diminuer leur empreinte carbone.

Le « projet Y » mobilise chaque année 30 salariés de moins de 35 ans. Leur objectif est d'accélérer la transformation d'EDF en faisant levier du numérique pour bousculer les modes de fonctionnement historiques. Les salariés disposent d'une grande liberté pour mener des actions concrètes. En 2019, les salariés ont pu participer à la définition de la « raison d'être » du Groupe. Les thèmes du climat, de la préservation de l'environnement et de l'intérêt général y sont apparus de manière très importante. Lancée dès 2014, la démarche « Prix EDF Pulse Interne » valorise et récompense chaque année des projets innovants portés par des équipes de salariés du Groupe autour de thématiques comme la production bas carbone et la transformation du Groupe.

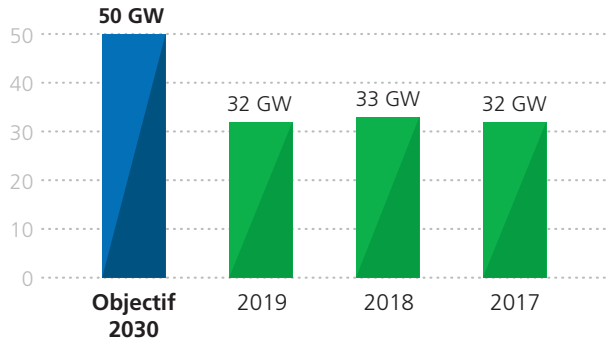
3.2.1.2 EDF, entreprise engagée pour le développement des énergies renouvelables



EDF est résolument engagé pour le développement des énergies renouvelables. La récente étude d'EI New Energy place EDF parmi les dix acteurs mondiaux les plus « verts » et parmi les cinq acteurs européens les plus dynamiques en matière de développement des énergies renouvelables [3]. Pour le détail de ce développement, voir section (1.3.3.3 « Production très bas carbone : nucléaire et énergies renouvelables »).

EDF, leader de l'énergie bas carbone

Capacités de production électrique renouvelables nettes installées (GW)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°2 « Renouvellement, prolongation et performance du mix énergétique en vue de sa décarbonation » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

3.2.2 EDF, entreprise engagée aux côtés de ses clients (ORE n° 4)



L'engagement d'EDF (ORE n 4) vise à accompagner la transition énergétique de nos clients, par des offres adaptées aux différents marchés (résidentiel, affaires, villes et territoires) et plus largement celle de tous les consommateurs d'énergie par le développement de la mobilité électrique, ainsi que par la mise en œuvre de solutions de stockage et de réseaux intelligents. La révolution numérique ouvre des perspectives nouvelles dans ce domaine, offrant aux clients la possibilité d'être plus acteurs de leur consommation d'énergie, voire de leur production, de maîtriser leur facture énergétique et de limiter leurs émissions de CO_2. Le recours croissant à l'électricité suscite le développement de nouvelles offres, toujours plus performantes, et le compteur communicant contribue à cette nouvelle posture, en permettant l'analyse plus fine des consommations. Ce mouvement est appelé à s'amplifier au gré des évolutions technologiques.

L'indicateur retenu pour l'ORE n° 4 concerne les consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation. Il s'élève en France à plus de 47 millions en 2019.

3.2.2.1 EDF, entreprise engagée pour que chaque client consomme mieux

La qualité de la relation avec les clients est une priorité pour EDF. Au-delà de la simplicité et de la fluidité offertes par les solutions numériques, le contact humain apparaît indispensable à certains moments clés de la relation clients. Aussi 100 % des conseillers clients sont basés sur le territoire français, au sein d'une cinquantaine de centres d'appels répartis sur l'ensemble du territoire.

(1) Voir section 3.1.2.4.7 « Formation et sensibilisation au développement durable ».
(2) Il s'agit des dirigeants de la production en France (EDF SA) et au Royaume-Uni (EDF Energy).
(3) Energy Intelligence, Green utilities report, 2019.

3.2.2.1.1 Le marché résidentiel

EDF fournit de l'énergie à plus de 30 millions de clients résidentiels, principalement en France, Royaume-Uni, Belgique et Italie ; EDF développe des offres numériques innovantes à destination de ces clients, les aide à maîtriser leur consommation et les accompagne dans leurs projets d'économies d'énergie.

Suivre et comprendre sa consommation

En France [1], EDF met à disposition de ses clients un outil digital de suivi de la consommation, accessible depuis l'espace client sur le site et l'application EDF&Moi. Les clients peuvent y suivre leur consommation en kWh et en euros, identifier les principaux postes de dépenses d'électricité et/ou de gaz, comparer leur consommation à celle de foyers similaires, et découvrir des conseils personnalisés pour faire des économies d'énergie, en se fixant par exemple un objectif annuel de consommation associé à des alertes par email ou sms en cas de dérive. Pour les clients équipés d'un compteur communicant Linky [2], et qui ont préalablement donné leur consentement, les informations de consommation sont disponibles en euros et en kWh au pas journalier ou de 30 minutes. Les clients qui consultent cet outil de suivi de consommation plus de 2 à 3 fois par mois réalisent jusqu'à 12 % d'économies sur leurs factures.

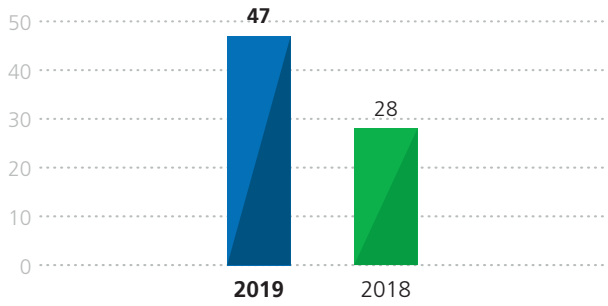
Les clients équipés d'un compteur communicant Linky et qui ont donné leur consentement, ont par ailleurs accès à un fil d'actualité dédié sur l'application EDF&Moi (le Fil d'Actu). Sur cette timeline, ils bénéficient d'informations journalières pour comprendre leur consommation et faire des économies d'énergie (impact météo, foyers similaires, part chauffage, éco-gestes adaptés, etc.).

Pour 2019 on compte plus de 47 millions de visites.

Dans un esprit comparable, Edison en Italie a continué à développer sa plateforme « Edison World » pour la rendre plus simple d'accès pour les clients. *Energy Control Light*, hébergé sur le site en ligne d'Edison, aide les clients à mieux comprendre leur consommation et les conseille sur la baisse des coûts associés, sur la base de données réelles. Sowee commercialise une station connectée compatible avec les chaudières gaz et chauffages électriques individuels, permettant de mieux maîtriser son budget énergie et son confort. Les clients utilisateurs de la station peuvent réaliser jusqu'à 25 % d'économies d'énergie sans changer d'équipements [3].

EDF, entreprise engagée aux côtés de ses clients

Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation (en millions)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère aux enjeux matériels n°3 « Action en faveur de l'efficacité énergétique » et n°6 « Performance des offres aux clients finaux (B2B et B2C » décrits en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

Réaliser des économies d'énergie

Le client qui souhaite réaliser des économies d'énergie trouve auprès d'EDF des outils et des conseils adaptés : diagnostic de performance énergétique, conseils sur les systèmes de chauffage, installation d'équipements performants.

Diagnostics et conseils en ligne

EDF en France accompagne ses clients pour qu'ils réalisent des économies d'énergie. En complément des outils digitaux de suivi de la consommation évoqués ci-dessus, EDF propose :

- d'accompagner les clients qui souhaitent s'équiper d'appareils électro-ménager éco-performants par des campagnes commerciales attractives : en 2019, deux campagnes commerciales ont été menées entre juillet et octobre en partenariat avec Samsung ;
- des simulateurs permettant d'estimer l'étiquette-énergie des logements, d'évaluer le coût d'éventuels travaux de rénovation et les aides au financement possibles ;
- pour les clients qui souhaitent réaliser des travaux d'économies d'énergie (rénovation, isolation, changement de mode de chauffage, etc.), EDF propose la mise en relation avec des professionnels de confiance (réseau Partenaires Solution Habitat d'EDF, renommés partenaires économies d'énergies d'EDF au 1er janvier 2020) et de bénéficier d'une prime financière contribuant au financement des travaux envisagés, s'ils sont éligibles (accessible sur le site prime-énergie-edf.fr). Des conditions de financement préférentielles pour les travaux sont par ailleurs proposées par Domofinance, partenaire financier d'EDF.

Promotion des usages bas-carbone

L'offre « Mon chauffage Durable » permet de remplacer une chaudière à combustible fossile par une pompe à chaleur ou de remplacer des convecteurs par des radiateurs électriques éco-performants. Cette offre s'inscrit dans le cadre du dispositif « Coup de Pouce chauffage » lancé par le gouvernement en janvier 2019. Pour une pompe à chaleur, EDF va plus loin que le dispositif réglementaire et propose des primes complémentaires. S'il le souhaite, le foyer peut également bénéficier d'un financement à un taux bonifié par EDF, permettant de couvrir l'intégralité du coût du projet [4]. EDF innove encore avec des nouvelles offres de fourniture destinées aux clients Particuliers qui souhaitent participer à la transition énergétique (Gamme « Vert Électrique », Offre « Avantage Gaz Durable »). EDF ENR [5] commercialise l'offre d'autoconsommation « Mon Soleil & Moi » qui permet d'accroître le taux d'autoconsommation de la maison et d'améliorer le taux de couverture de sa facture énergétique. En 2019, EDF ENR a réalisé en France autour de 5 000 installations de panneaux photovoltaïques chez des clients particuliers. EDF, *via* IZI by EDF, sa nouvelle plateforme en ligne permettant d'accéder à des services du quotidien, offre la possibilité de réaliser des projets d'équipement ou de rénovation.

3.2.2.1.2 Le marché d'affaires

Accompagner les clients dans leur performance économique et environnementale

Le groupe EDF offre des services sur mesure aux entreprises et aux professionnels qui souhaitent optimiser leurs flux énergétiques pour améliorer leur performance économique et réduire leur empreinte environnementale. Les services proposés par EDF et ses filiales pour optimiser l'énergie incluent le diagnostic (audits énergétiques), le suivi et le pilotage des consommations (aussi *via* des plateformes digitales), les investissements d'économie d'énergie, le calcul de leur rentabilité, etc. EDF s'engage avec des contrats de performance spécifiques et des plans de productivité énergétique. EDF peut assurer l'optimisation de tous les flux – électricité, gaz, eau, vapeur – d'une entreprise et prendre en charge la gestion énergétique complète de sites industriels. EDF garantit aux entreprises qui le souhaitent un approvisionnement d'électricité « verte », certifiée d'origine renouvelable. EDF peut aussi aider l'entreprise à choisir la solution la plus adaptée à sa propre production d'énergie (pompe à chaleur, panneau photovoltaïque, eau chaude solaire, petit éolien) et à la mettre en place.

En France, EDF Entreprises propose un contrat de fourniture personnalisé, spécialement adapté aux besoins complémentaires d'électricité des clients

(1) La solution e.quilibre a été déployée en 2018 dans les territoires insulaires.
(2) Porté par Enedis.
(3) Étude interne R&D EDF : économies estimées sur la base des modèles thermiques dynamiques en prenant comme référence un logement chauffé à 20 °C en permanence, non équipé de programmation de chauffage ni de détection de fenêtres ouvertes et ne disposant pas d'un suivi des consommations d'énergie en temps réel. Selon la localisation de la maison et les habitudes de vie, la station connectée permet des économies d'énergie jusqu'à 25 % pour un chauffage individuel électrique et jusqu'à 20 % pour un chauffage individuel gaz.
(4) Sous réserve de faire appel à l'un des 3 000 partenaires économies d'énergie d'EDF et sous réserve d'étude et d'acceptation par notre partenaire financier Domofinance.
(5) EDF Énergies Nouvelles Réparties.

autoconsommateurs individuels. Grâce à cette offre, le client bénéficie d'une évaluation prévisionnelle plus précise de sa consommation et de son budget électricité. Il peut opter pour des plages d'heures pleines et d'heures creuses synchronisées avec sa production solaire, ce qui lui permet de maximiser et de mieux piloter ses économies. Dalkia a mis en place le Dalkia Energy Saving Center, une plateforme interactive permettant de piloter la consommation énergétique des installations. Dalkia concrétise également ses travaux de digitalisation chez les clients industriels avec son offre Dalkia Analytics powered by METRON. Cette offre vise à analyser les flux énergétiques et leurs interactions avec les process des clients pour leur proposer des solutions à haute valeur ajoutée d'amélioration des performances, en s'appuyant sur des modèles de *machine learning* et d'intelligence artificielle.

Innover au plus près des besoins de nos clients

Agregio est une filiale du Groupe au service des producteurs d'électricité renouvelable et des entreprises qui disposent de capacités d'effacement qu'ils peuvent, grâce à elle, valoriser au mieux sur les marchés de l'électricité. Pour les producteurs d'électricité, Agregio propose des offres sur-mesure pour optimiser et vendre leur production sur les marchés. Agregio s'adresse également aux consommateurs industriels et tertiaires, qui sont prêts à réduire ou à déplacer leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique.

EDF ENR permet au client de consommer l'énergie générée par ses propres panneaux solaires et d'avoir la possibilité d'en stocker une partie pour la consommer au moment où il en a besoin. L'offre permet au client de maximiser son taux d'autoconsommation, de suivre en temps réel sa consommation en ligne, et de maîtriser ainsi ses dépenses énergétiques.

EDF Store & Forecast développe et commercialise une solution logicielle d'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux *via* la prévision et le stockage d'énergie. La société adapte son Système de *Management* de l'Énergie aux installations de ses clients pour un pilotage intelligent et autonome : gestion de la variabilité des énergies renouvelables, services au système électrique, optimisation économique de l'équilibre offre/demande, maximisation de l'autoconsommation et réduction de la facture énergétique.

3.2.2.1.3 L'accompagnement de la transition énergétique des villes et territoires

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires, acteurs incontournables de la lutte contre le changement climatique. Il développe des réponses sur-mesure pour accompagner les projets énergétiques locaux des collectivités. Les actions engagées portent en particulier sur la stratégie et le conseil amont en énergie, la production d'énergie à partir de ressources locales, la performance énergétique et environnementale des bâtiments et des équipements, l'éclairage public et la mobilité.

Cet accompagnement se concrétise par exemple par la participation d'EDF à des projets d'autoconsommation individuelle et collective, ou de pilotage énergétique local à l'échelle d'un bâtiment, d'un îlot ou d'un quartier. C'est le cas du projet Ydeal Confluence à Lyon (autoconsommation collective solaire avec pilotage d'une batterie stationnaire) ; du projet Niwa à Vanves (outil numérique et communautaire de suivi multi-fluides et coaching pour la maîtrise des consommations) ; du projet So Mel à Lille (tableau de bord numérique urbain et suivi des flexibilités) ; du projet H2020 de Dijon (développement de « blocs à énergie positive » urbains dans un quartier résidentiel social existant grâce à la rénovation, au développement de la production locale, d'un *management* énergétique local à différentes échelles et de solutions de stockage). En 2019, Dalkia a signé une DSP [1] pour un réseau de chaleur et de froid à La Grande Motte, où le réseau sera alimenté à 66 % par thalassothermie et a inauguré à Perpignan un nouveau réseau de chaleur et froid alimenté à 90 % par de la chaleur récupérée auprès d'une unité de valorisation énergétique [2] exploitée par Dalkia Wastenergy pour 100 000 MWh par an. Par ailleurs, 54 collèges et 4 bâtiments administratifs d'Indre et Loire, ainsi que 45 lycées de la région Nouvelle Aquitaine ont fait l'objet d'un CPE [3].

Citelum contrôle et réduit la consommation d'énergie des réseaux d'éclairage public, et met en place les systèmes permettant de remédier très rapidement aux problèmes observés par les opérateurs ou signalés par les habitants. Ces dispositifs ont par exemple été mis en place à Dijon, mais aussi en Italie, Inde, Brésil, Mexique et Chili. En 2019 le consortium LuWa, composé entre autres de Citelum et Luminus, a gagné le contrat de conception, modernisation, financement, gestion et maintenance des équipements d'éclairage public des grands axes routiers de la région wallonne en Belgique. Le « Plan Lumières 4.0 » d'une durée de 20 ans, sera réalisé sous forme d'un partenariat public privé. Le contrat prévoit la mise en service progressive du nouvel éclairage et la rénovation des infrastructures du réseau en LED, soit environ 100 000 points lumineux, durant les 4 premières années.

En partenariat avec le CSTB [4] et 17 bailleurs sociaux, EDF R&D cherche à identifier les solutions techniques innovantes de rénovation les plus adaptées au parc social chauffé à l'électricité et à les évaluer sur leurs dimensions énergétique, environnementale, économique et sociale. En 2019, EDF R&D a accompagné Luminus à Gand, s'agissant d'intégrer une pompe à chaleur haute température sur un réseau de chaleur, contribuant ainsi au verdissement du réseau.

3.2.2.2 EDF, entreprise engagée sur les leviers essentiels de la transition énergétique

Mobilité, stockage et smart-grids constituent trois piliers essentiels de la transition énergétique.

3.2.2.2.1 Mobilité électrique

Le Plan Mobilité Électrique

Le groupe EDF a lancé le Plan Mobilité Électrique en octobre 2018 affichant l'ambition d'être l'énergéticien leader dans la mobilité électrique dès 2022, sur ses quatre grands marchés européens.

Le Plan Mobilité Électrique se focalise sur 3 objectifs concrets : être le 1er fournisseur en électricité pour véhicules électriques en 2022 visant à fournir 600 000 véhicules soit 30 % de part de marché ; être le 1er exploitant de réseau de bornes électriques visant d'ici 2022 à déployer 75 000 bornes et à donner accès à 250 000 bornes en interopérabilité à ses clients en Europe, au travers de sa filiale Izivia ; être le leader européen du « smart charging [5] », avec comme objectif d'exploiter 4 000 bornes « intelligentes » dès 2020.

Izivia, acteur de référence en France, est l'un des premiers exploitants de réseau avec plus de 8 000 points de charges publics et privés exploités en 2019. Afin de faciliter les trajets en voitures électriques à travers toute l'Europe, Izivia donne accès à 100 000 bornes de recharge en interopérabilité à ses clients détenteurs du Pass Izivia.

Parmi les réalisations de 2019 en matière de smart charging on peut citer notamment : la création de DREEV, joint-venture entre EDF et Nuvve afin de développer des solutions de recharge intelligente (Nuvve est une start-up californienne, spécialisée dans le vehicle to grid) ; la signature d'un accord de coopération avec Nissan visant à accélérer le déploiement de la mobilité électrique, notamment grâce à la recharge intelligente des véhicules électriques ; l'acquisition de Powerflex, société pionnière dans le domaine des technologies de recharge pour véhicules électriques, basée en Californie, afin de créer un écosystème unique d'énergie décentralisée associant des solutions de charge intelligente, du photovoltaïque et du stockage ; le développement d'une gamme d'offres de services à destination de l'ensemble des segments de clientèle.

L'engagement sur la flotte de véhicules d'EDF

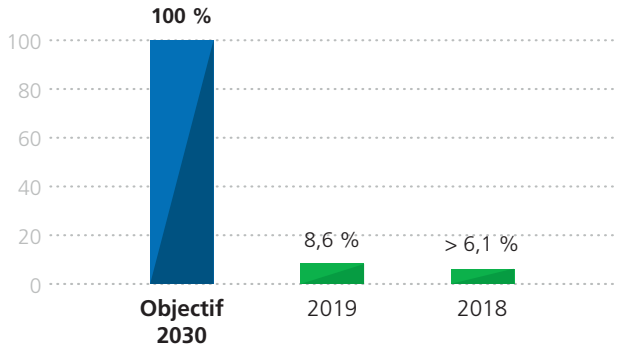
Le groupe EDF a été le premier groupe français à signer l'engagement « EV 100 » visant un parc de véhicules légers 100 % électrique, à l'horizon 2030. Sa flotte de véhicules légers, actuellement supérieure à 40 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 8 % (plus de 3 500 Véhicules Électriques, soit plus de 800 véhicules de plus qu'à fin 2018). Ce Projet

(1) DSP : Délégation de Service Public.
(2) Il s'agit d'une unité d'incinération des déchets permettant de produire de l'électricité ou d'alimenter un réseau de chaleur.
(3) Le CPE est un « contrat conclu entre un pouvoir adjudicateur et une société de services d'efficacité énergétique visant à garantir, par rapport à une situation de référence contractuelle, l'amélioration de la performance énergétique d'un bâtiment ou d'un parc de bâtiments, vérifiée et mesurée dans la durée, par un investissement dans des travaux, fournitures ou services ».
(4) Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB).
(5) La mobilité électrique entraînera une transformation des systèmes électriques car le véhicule électrique est aussi une batterie qui pourra être mise à disposition des réseaux et contribuer à leur équilibre pendant les périodes de forte consommation.

Groupe intègre à la fois les véhicules et les infrastructures de recharge (plus de 1 500 sites à équiper à travers le monde d'ici 2030).

EDF, entreprise engagée aux côtés de ses clients

Taux de véhicules électriques dans la flotte du parc de véhicules légers (%)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°5 « Innovation, ville durable et diversification des modes de production » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

3.2.2.2.2 Solutions de stockage et réseaux intelligents

Le Plan Stockage d'EDF

Dans un paysage énergétique en mutation, EDF accélère dans le développement du stockage de l'électricité pour devenir le leader européen du secteur. Pionnier dans le domaine, le Groupe était déjà présent sur les principaux champs d'application des technologies de stockage, notamment les batteries et les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP hydrauliques).

EDF a pour ambition de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035 en plus des 5 GW déjà exploités par le Groupe. Les ambitions d'EDF portent sur l'ensemble des marchés du stockage de l'électricité au service du bon fonctionnement de l'équilibre du système électrique, des clients particuliers et entreprises et des territoires. Le Groupe vise notamment à être le leader en France et en Europe sur le marché des clients particuliers avec sa gamme d'offres d'autoconsommation intégrant des batteries. Le continent africain est également un marché prioritaire avec l'objectif de développer un portefeuille d'1,2 million de clients « off grid » (sans accès à l'électricité) à l'horizon 2035. EDF a également investi dans plusieurs sociétés d'électrification Off Grid, notamment en Côte d'Ivoire, au Ghana, au Kenya et au Togo. Ces sociétés sont opérationnelles et sont en phase de constitution de leur portefeuille de clients.

Le portefeuille de projets de stockage construits ou décidés est d'ores et déjà de 0,5 GW. Les projets développés visent principalement à proposer des services en soutien du système électrique et à venir s'hybrider avec de la production ENR pour en décaler l'injection sur le réseau. EDF a également renforcé sa capacité de R&D en doublant l'investissement de recherche sur le stockage pour atteindre 70 millions d'euros sur la période 2018-2020.

Les réseaux intelligents et la gestion de la demande

La transition énergétique et la révolution numérique transforment en profondeur la gestion du réseau de distribution d'électricité. Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis dispose d'une nouvelle feuille de route détaillant les chantiers prioritaires et les transformations nécessaires pour contribuer à en faire le distributeur de référence en France et en Europe.

EDF a procédé à l'acquisition de E2M en Allemagne, un agrégateur de production d'énergie renouvelable et de flexibilités locales, principalement actif sur le marché allemand ; à la prise en charge de la coordination technique du projet européen Eu-SySFlex, dont l'objectif est de définir une feuille de route flexibilité pour intégrer 50 % d'énergies renouvelables dans les réseaux électriques européens à l'horizon 2030 ; au lancement au Royaume-Uni du projet CommUNITY qui permettra aux résidents de logements sociaux d'accéder à des sources d'énergie renouvelable à travers une plateforme de trading « peer-to-peer » fondée sur la blockchain ; au lancement à Singapour du premier démonstrateur micro-grid français qui permettra au Groupe de déployer une offre de micro-grids abordables et performants pour les territoires isolés d'Asie du Sud-Est.

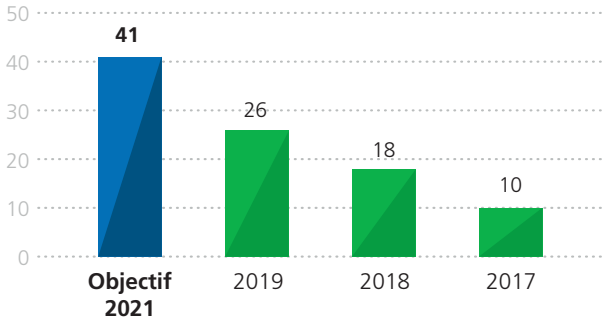
Dalkia a lancé avec un partenaire de grands projets immobiliers le premier double smart grid thermique et électrique de France dans l'écoquartier Nanterre Cœur Université : ce réseau intelligent, capable de mutualiser cinq sources d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) alimente les logements, bureaux et commerces du quartier en chauffage, eau chaude et climatisation. Avec au moins 60 % d'EnR&R utilisées, ce smart grid permet une autoconsommation de 100 % de la production électrique, qui s'ajustera en temps réel.

Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a publié sa feuille de route Flexibilités locales en octobre 2019. Parmi les solutions techniques innovantes orientées vers la flexibilité, on peut mentionner l'envoi d'une consigne électronique depuis les agences de conduite aux clients qui peuvent limiter ponctuellement leur consommation ; l'effacement à la demande d'Enedis lors d'un pic de froid ; l'utilisation des bornes de recharge ou d'un dispositif de stockage afin de moduler la puissance et améliorer la résilience du réseau ; le lancement prochain d'un recensement des gisements de flexibilités locales pouvant venir en alternative aux solutions traditionnelles.

Les compteurs évolués constituent un maillon essentiel des réseaux intelligents. Ils apportent de nombreux bénéfices à tous les acteurs, distributeurs, fournisseurs, clients et collectivités. Le groupe EDF s'est fixé pour objectif d'en installer au moins 41 millions d'ici 2021, principalement en France, au Royaume-Uni et en Inde. À fin 2019, 26 millions ont été posés.

EDF, entreprise engagée aux côtés de ses clients

Nombre de compteurs intelligents installés (millions)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère aux enjeux matériels n°3 « Action en faveur de l'efficacité énergétique » et n°6 « Performance des offres aux clients finaux (B2B et B2C » décrits en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

3.3 EDF, entreprise engagée pour une transition juste et solidaire

3.3.1 EDF, entreprise responsable à l'égard des personnes et des communautés

L'attention que le groupe EDF porte aux personnes s'exerce sur le périmètre des parties prenantes identifiées dans sa cartographie (voir section 3.4.5 « La cartographie des parties prenantes du Groupe »).

3.3.1.1 EDF, entreprise responsable à l'égard des personnes

3.3.1.1.1 Éthique et conformité





Le groupe EDF promeut la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception.

L'organisation éthique et conformité au sein du groupe EDF

La Gouvernance

Le Comité exécutif d'EDF (Comex) est chargé pour le Groupe de déterminer les orientations et priorités du programme éthique et conformité, d'affecter les ressources nécessaires et de s'assurer du suivi et du contrôle de sa mise œuvre. Le Conseil d'administration d'EDF, par l'intermédiaire de son Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise (CGRE), veille à la prise en compte de la réflexion éthique et conformité dans ses travaux. Le Comex et le CGRE disposent également chaque année d'un rapport d'activité présenté par la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG).

En décembre 2019, s'est tenue la première Journée éthique et conformité du Groupe. Il s'agit d'un événement clé pour le Groupe EDF dans sa démarche d'acteur responsable.

La Direction Éthique et Conformité Groupe et son réseau éthique et conformité

Rattachée au Secrétariat Général, la DECG gère et coordonne, en lien avec les Directions concernées, la mise en œuvre du programme éthique et conformité Groupe. Ce programme est bâti pour répondre aux exigences des autorités de régulation nationales et internationales et aux pratiques de place. Le programme met tout dirigeant d'EDF et plus généralement tous les salariés, au cœur du dispositif.

Un réseau d'une cinquantaine de Responsables Éthique et Conformité (REC) présents dans les entités tant en France qu'à l'international relaie et déploie la Politique Éthique et Conformité Groupe (PECG).

Les REC participent aux Comités de Direction et rendent directement compte aux dirigeants des entités sur les domaines de l'éthique et de la conformité ainsi que sur les plans d'actions associés. EDF est membre de plusieurs cercles et associations qui luttent contre la corruption. Il a intégré en 2016 Transparency International France au sein de laquelle il participe au Forum des Entreprises Engagées (FEE) qui réunit des entreprises aspirant à l'adoption des meilleurs standards en matière de transparence et d'intégrité.

Charte Éthique et valeurs du groupe EDF

La Charte éthique Groupe définit les valeurs partagées au sein du collectif de travail, place les exigences éthiques au cœur de la responsabilité de l'entreprise et, conformément à l'engagement du Président, promeut les comportements éthiques dans l'ensemble des activités professionnelles. Actualisée en 2019, la Charte éthique Groupe se concentre désormais autour des trois valeurs du Groupe « Respect, Solidarité et Responsabilité », chacune déclinée en 4 exigences. Elle est accessible en français et en anglais sur le site Internet du groupe EDF et est disponible dans les onze autres déclinaisons linguistiques pour lesquelles le Groupe a une activité.

La politique éthique et conformité Groupe (PECG)

En 2016, le Comex a adopté la PECG qui recense les programmes de conformité de l'entreprise ainsi que les principales règles que les Dirigeants doivent connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités. La PECG a fait l'objet d'une mise à jour en janvier 2020 et comporte désormais treize programmes de conformité :

- la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la lutte contre la fraude ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;
- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;
- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement EMIR ;
- la conformité au règlement REMIT ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'export control (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance.

Le programme anticorruption

Conformément à la loi française du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin 2 », EDF a mis en place un programme de conformité anticorruption intégrant les exigences de la loi :

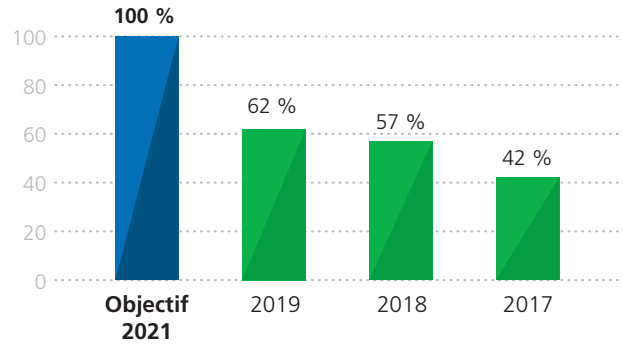
- **Un code de conduite éthique et conformité intégré au règlement intérieur et un régime disciplinaire.** Ce code de conduite définit et illustre, par des cas pratiques, les différents types de comportement auxquels les collaborateurs sont susceptibles d'être confrontés du fait de l'activité, de l'organisation de l'entreprise et devant être proscrits car étant susceptibles de caractériser des faits de corruption ou de trafic d'influence. Il définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiés dans la cartographie des risques. Il prohibe le paiement de facilitations, et encadre les cadeaux et invitations. Tout manquement à l'une de ses règles peut donner lieu à des sanctions disciplinaires. Il est accessible aux salariés et aux tiers sur le site EDF, en français et en anglais [(1)].
- **Un dispositif d'alerte** (détaillé ci-après)
- **Une cartographie des risques :** La cartographie des risques éthique et conformité est intégrée dans la démarche annuelle d'autoévaluation du contrôle interne conduite par la Direction des Risques Groupe. Sur la base de cette cartographie, les entités définissent un plan d'actions de prévention et de réduction des risques adapté à leur contexte opérationnel. Depuis 2018, une cartographie spécifique « corruption » permet d'identifier et hiérarchiser les risques d'exposition à la corruption par secteur d'activité et par pays.

(1) https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/content/engagement%20ethique%20et%20confirmite%20groupe/page%203/code-de-conduite-fr.pdf.

- **Des contrôles comptables :** Des procédures de contrôle ont été définies pour les différents processus de l'entreprise. Les anomalies susceptibles de donner lieu à caractérisation d'une fraude, sont le cas échéant, après analyse technique, transmises au Responsable Éthique et Conformité de l'entité.
- **Des dispositifs de formation :** La DECG développe des actions de prévention et de formation pour l'ensemble des salariés. Elle dispose d'une communauté dédiée sur l'intranet du Groupe qui contient de nombreux supports de sensibilisation. Elle assure des formations génériques en présentiel, notamment auprès du réseau éthique et conformité, des administrateurs de filiales ou des contract *managers*. La DECG a mis en place un *e-learning* « Prévention du risque de corruption » pour les dirigeants. Au 31 décembre 2019, il a été réalisé par 62 % des dirigeants. L'objectif à atteindre est de 100 % des dirigeants formés au 31 décembre 2021.

EDF, entreprise responsable à l'égard des personnes et des communautés

Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption (%)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°8 « Éthique et devoir de vigilance » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

Elle a également déployé en 2019 une formation interactive sur le Code de conduite éthique et conformité, en français et en anglais, qui permet d'approfondir et de tester ses connaissances.

En complément, la Direction juridique Groupe propose un *e-learning* « Prévenir la corruption » permettant d'appréhender les bons comportements à adopter dans des situations relatives aux relations d'affaire, aux conflits d'intérêts et aux cadeaux. Au 31 décembre 2019, 8 313 salariés ont réalisé ce module :

- **Un dispositif de contrôle et d'évaluation interne :** Afin de s'assurer de l'adéquation et de l'efficacité des mesures de prévention et de détection des atteintes à la probité, un dispositif permettant aux entités d'évaluer le niveau de déploiement, de maîtrise de chaque exigence clé est en place. Il permet d'identifier les actions d'amélioration à engager.
- **Un dispositif de prévention des conflits d'intérêts :** Les entités ont mis en place un dispositif visant à prévenir les conflits d'intérêts comprenant une sensibilisation des collaborateurs sur les situations à risques, un système de déclaration de leurs liens avec des organismes dans lesquels ils ont un intérêt personnel et une obligation pour le *manager* de remédier à la situation de conflit d'intérêts dans le respect des libertés individuelles.
- **Lutte contre la fraude :** Conformément à la note d'instruction « Lutte contre la fraude », les dirigeants sont en charge d'élaborer dans leur entité des dispositifs permettant de sensibiliser leurs collaborateurs, de mettre en place des contrôles afin de détecter les cas de fraude potentiels, d'investiguer les incidents, de signaler les cas avérés et d'en sanctionner les responsables.
- **Les sanctions internationales :** La PECG porte obligation aux dirigeants des entités du Groupe concernées de mettre en place dans leurs entités un dispositif de prévention des risques de sanctions internationales prévoyant notamment la réalisation de contrôles d'intégrité pour s'assurer de l'absence de risques d'exposition aux sanctions internationales ainsi que l'insertion dans chaque contrat d'une clause donnant droit à EDF de rompre immédiatement la relation d'affaires en cas de non-respect d'un programme de sanctions internationales.
- **L'encadrement des représentants d'intérêts :** EDF est un représentant d'intérêts au sens de la loi Sapin 2, et à ce titre inscrite au répertoire des représentants d'intérêts de la Haute autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP). Les gestionnaires de réseaux RTE et Enedis, ainsi que Dalkia, sont également inscrits, chacun déclarant les actions de représentation d'intérêts réalisées au cours de l'année. La liste des personnes en charge d'une activité de représentation d'intérêts identifiées au répertoire fait l'objet d'une mise à jour régulière. EDF transmet également à la HATVP [1] une déclaration annuelle portant sur les actions de représentation d'intérêts effectuées qui mentionne les actions visant à influer sur une décision publique réalisées auprès des responsables publics nationaux identifiés par le législateur.

Au niveau européen, EDF est inscrite au registre de transparence du Parlement européen et de la Commission européenne et applique le Code de conduite qui lui est annexé. EDF expose ses positions de manière publique *via* ce registre de transparence [2], et *via* les associations dont elle est membre [3]. L'estimation des coûts annuels liés aux activités couvertes par le registre de transparence européen est depuis 2016 de l'ordre de 2 millions d'euros, en tendance baissière.

- **L'encadrement du financement de partis politiques :** Le groupe EDF respecte les lois et réglementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. Dans les seuls pays où la législation le permet, le financement doit respecter le principe de neutralité. Conformément à la législation en vigueur en France, EDF n'effectue aucun versement aux partis politiques. Les filiales du Groupe en Italie et au Royaume-Uni ont directement inscrit dans leur code de conduite l'interdiction de financer les partis politiques. Dans les pays où il est autorisé (par exemple aux États-Unis), les sociétés du groupe EDF peuvent déterminer s'il est approprié de fournir un soutien financier. Les sociétés du Groupe concernées doivent signaler tout financement à leur maison-mère chaque année. En 2019, seul EDF Renouvelables a effectué des versements aux États-Unis, d'un montant de 26 300 USD sous forme de Political Action Committee contributions et de 184 900 USD sous forme de Corporate contributions.

Les autres programmes de conformité

La prévention du harcèlement et de la discrimination

Bannir tout comportement de harcèlement ou de discrimination, prévenir et traiter dans la vie au travail toute situation de violence physique ou morale, d'intolérance ou d'injustice est l'une des exigences de la Charte Éthique Groupe. Ceci s'inscrit dans un contexte réglementaire et judiciaire qui, dans de nombreux pays, incrimine non seulement les actes et comportements correspondants, mais aussi l'insuffisance des actes de prévention de l'employeur. Plus spécifiquement, les dirigeants se doivent de prendre toutes les mesures nécessaires pour prévenir dans leurs entités la discrimination, le harcèlement ainsi que la violence physique et morale en veillant à informer les collaborateurs sur les risques de harcèlement et de discrimination ; sensibiliser les *managers* sur les moyens de prévenir et de lutter contre les pratiques de harcèlement ou de discrimination ; communiquer régulièrement sur le dispositif d'alerte groupe, et prendre les sanctions appropriées en cas de faits avérés.

Deux guides « Repères » pour prévenir et traiter les situations de harcèlement moral et sexuel ont été diffusés au premier semestre 2019. Ils sont à destination du *management*, de la fonction RH, ainsi que des REC d'entités.

La déontologie financière (Prévention des abus de marché et du risque de blanchiment ainsi que la conformité au règlement EMIR)

La PECG fixe les exigences à respecter en termes de prévention des abus de marché, de prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme. Un Code de déontologie boursière actualisé en 2019 vient compléter cette Politique. Des exigences sont également inscrites dans la PECG concernant la conformité au règlement européen EMIR. La déclinaison pratique de cette réglementation EMIR au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans le guide support *EDF Group EMIR Policy Paper*.

(1) hatvp.fr/fiche-organisation/?organisation=552081317.
(2) ec.europa.eu/transparencyregister/public/consultation/displaylobbyist.do ?id=39966101835-69.
(3) avere.org/wp-content/uploads/2019/02/the_electrification_alliance_-_declaration-2017-030-0453-01-e.pdf (The Electrification Alliance Electricity for an Efficient and Decarbonised Europe).

La conformité au règlement REMIT [1]

En application de la PECG, les entités concernées doivent mettre en place un dispositif de conformité au règlement européen REMIT. Un Compliance Officer Groupe a été nommé en septembre 2017 avec pour mission de prévenir les risques de non-conformité en développant un environnement de contrôle adapté. La déclinaison pratique de cette réglementation REMIT au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans une note d'instruction.

Un dispositif de formation du personnel a été mis en ligne. Il est librement accessible sous VEOL, l'intranet du Groupe EDF.

La prévention des manquements au droit à la concurrence

Le groupe EDF fait de la connaissance et du respect du droit de la concurrence un enjeu majeur pour ses collaborateurs. Le Groupe s'est doté dès 2010 d'un Programme de conformité « droit de la concurrence ». Son objectif est d'assurer la conformité au droit de la concurrence de l'ensemble des activités des filiales et entités du Groupe en France et dans le monde et s'applique à l'ensemble des salariés. Après avoir déployé de 2010 à 2015 un *e-learning* ayant permis la formation de plus de 5 400 salariés, en France et à l'étranger, depuis 2016 un *Serious Game* plus généraliste intitulé : Cap Antitrust est accessible à tous les salariés sur le portail interne de formation du Groupe en plusieurs langues (français, anglais et italien).

La protection des données personnelles

En France, EDF, qui avait nommé un Correspondant Informatique et Liberté (CIL) dès 2006, a désigné son Délégué à la protection des données (DPO), en application du règlement UE 2016/679 du 27 avril 2016, dit règlement général pour la protection des données (RGPD) et l'a missionné comme Chef de file pour le Groupe. Le DPO est chargé de veiller au respect de la réglementation relative à la protection des données à caractère personnel au sein de l'entreprise, tant en ce qui concerne les données personnelles de ses clients, que celles de ses salariés, prestataires ou partenaires. Les travaux réalisés dans le cadre de la mise en conformité du Groupe aux exigences du RGPD ont notamment conduit à la nomination d'une vingtaine de DPO dans les filiales France et Europe.

Export control (biens à double usage)

Dans le cadre de ses activités, notamment nucléaires, EDF et ses filiales mènent différentes opérations pour leurs besoins propres ou ceux de tiers, requérant l'utilisation de biens et technologies notamment à double usage (« BDU ») pouvant l'exposer à certains risques inhérents aux réglementations françaises, européennes et/ou étrangères dont certaines ayant une portée extraterritoriale et pouvant imposer, sauf exception, l'obtention auprès des autorités compétentes d'une licence/autorisation préalablement à tout transfert, exportation, réexportation, courtage, transit de tels biens et technologies.

Un Directeur Export Control et Sanctions Internationales Groupe a été nommé en août 2019. La PECG décrit les procédures de conformité à mettre en œuvre en matière de contrôle des exportations des biens et technologies à double usage.

Le programme Devoir de vigilance

La déclinaison pratique du plan de vigilance d'EDF définie conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, est réalisée à travers un « dispositif Devoir de vigilance » qui est prescrit dans la PECG et que les Dirigeants doivent mettre en œuvre au sein de leurs entités. Les exigences opérationnelles de ce dispositif ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans une note d'application « devoir de vigilance ».

Un Compliance officer Devoir de vigilance (DDV) est en charge du pilotage et de la coordination du plan de vigilance et du compte-rendu de sa mise en œuvre effective sur la base des remontées des entités, en lien avec la Direction juridique, la DECG et la DRG. Un Responsable Devoir de vigilance désigné au sein des entités est chargé de coordonner la mise en œuvre du Dispositif Devoir de vigilance de l'entité et de rendre compte de sa mise en œuvre effective. Le Compliance officer DDV anime le réseau de ces Responsables.

Une fiche obligatoire d'autoévaluation sur cette thématique a été ajoutée au guide de contrôle interne.

Le dispositif d'alerte

Le Comité exécutif d'EDF a décidé en 2018 de faire évoluer son dispositif d'alerte afin de sécuriser le traitement des signalements et renforcer la confidentialité et la sécurité des données à caractère personnel. Il a décidé de mettre en place un dispositif d'alerte unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin 2 et de la loi sur le devoir de vigilance ainsi que ceux émanant de salariés alléguant de faits de harcèlement et discrimination. La DECG est le référent du dispositif pour le Groupe. Le dispositif d'alerte Groupe bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception des filiales du domaine régulé, Enedis et RTE [2]qui disposent de leur propre dispositif d'alerte pour respecter leur indépendance de gestion.

Le dispositif d'alerte Groupe est accessible en permanence sur le site web du groupe EDF, son interface est en plusieurs langues (français, anglais, italien, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix [3].

Le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement sur des faits allégués dont le groupe EDF, ou ses salariés, seraient les auteurs ou les victimes. Une fois le signalement saisi, l'alerteur reçoit un accusé de réception dans les 72 heures lui indiquant l'enclenchement de l'analyse de recevabilité. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dans les pays où c'est autorisé. Ces signalements anonymes sont recevables dès lors que la gravité des faits signalés est établie et que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés.

La DECG assure l'analyse de la recevabilité des signalements qui est appréciée au regard du champ d'application du dispositif et de la relation de l'alerteur avec l'entreprise. Cette recevabilité est indépendante de la réalité des faits allégués qui ne peut être constatée qu'à la fin du traitement. Une fois la recevabilité prononcée, une information est donnée à l'auteur du signalement sur le régime de protection dont il bénéficie (protection de la loi Sapin 2, du Code du travail…). Celui-ci est différent selon son statut (victime ou témoin, personne physique ou morale…), sa relation avec l'entreprise (salarié, collaborateur extérieur, tiers…) et les thématiques concernées (fraude, harcèlement, atteinte grave à l'environnement…).

Chaque signalement jugé recevable fait l'objet d'un traitement. La DECG nomme un responsable de traitement et s'appuie sur les REC et d'autres experts si besoin pour traiter les signalements. Lorsque les investigations sont terminées, un rapport est établi par le responsable de traitement ; si les faits allégués dans l'alerte sont avérés ou partiellement avérés, un plan d'actions est mis en œuvre. La DECG suit l'avancement de ce plan d'actions et s'assure de sa réalisation complète avant de clôturer l'alerte.

Les résultats des alertes sont consolidés et figurent dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comex et présenté au CGRE du Conseil d'administration d'EDF.

Pour l'année 2019, la DECG a enregistré dans le dispositif d'alerte Groupe 53 alertes recevables : 81 % proviennent de salariés du Groupe ; 44 alertes concernent des faits localisées en France et 9 à l'étranger ; 39 concernent EDF et 14 les filiales du Groupe. La majorité des alertes 59 % concerne la catégorie harcèlement/discrimination ; en 2019, plus de 2/3 des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires.

(1) Règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (règlement UE n° 1227/2011 du 25 octobre 2011).
(2) Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis et le gestionnaire de transport RTE sont gérés en toute indépendance.
(3) www.edf.fr/edf/alerte-ethique.

3.3.1.1.2 Droits de l'homme

L'un des objectifs fondamentaux du groupe EDF est de s'attacher à respecter et faire respecter les droits de l'Homme dans toutes ses activités et partout où il est présent. Les droits de l'Homme intègrent des dimensions sociales (tels que le droits du travail ou santé et sécurité par exemple), sociétales (telles que les droits des communautés ou la sécurité des services) et éthiques (tels que le respect des personnes, la lutte contre la discrimination et la corruption). En conséquence, les risques relatifs aux droits de l'Homme sont traités en détail dans plusieurs chapitres de l'URD, et certains sujets abordés dans cette section renvoient vers d'autres chapitres.

EDF promeut le droit international relatif aux droits de l'Homme en reconnaissant les conventions fondamentales de l'OIT qui garantissent les principes et droits fondamentaux du travail et la lutte contre les discriminations. Engagé dans le Global Compact des Nations Unies depuis 2001, EDF publie chaque année une Communication sur le Progrès (COP) au niveau *advanced* depuis 2012. Le Groupe s'appuie sur les principes directeurs de l'ONU sur les droits de l'Homme ainsi que les principes de l'OCDE à l'attention des entreprises multinationales. Depuis 2001, EDF adhère au Pacte Mondial de l'ONU, démarche qui engage les entreprises à adopter une posture socialement responsable. Le Groupe se réfère aussi à la Déclaration sur les droits de l'enfant, à la Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, à la Convention de l'OCDE sur la lutte contre la corruption d'agents publics étrangers dans les transactions commerciales internationales et à la Convention des Nations Unies contre la corruption.

EDF a signé en 2018, avec 2 fédérations syndicales internationales (IndustriAll et ISP) et les syndicats du groupe EDF, un nouvel accord cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe. Cet accord s'applique de plein droit à tous les salariés du Groupe et traduit de façon effective son engagement de « faire du respect des droits humains une condition préalable à toutes ses activités et ne tolérer aucune atteinte au respect de ces droits, ni dans ses activités, ni chez ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires ». Il affirme que dans le cas d'un conflit de normes avec les lois applicables dans les pays dans lesquels le groupe EDF exerce ses activités, celui-ci s'attache à appliquer les dispositions les plus protectrices des droits humains. Ainsi, une convention collective a été signée en Chine avec le Comité syndical d'EDF élu en Chine dans l'objectif d'améliorer les conditions de travail et d'emploi, ainsi que le dialogue social. Le groupe EDF et les signataires de l'accord mondial se sont engagés à promouvoir auprès des fournisseurs et sous-traitants l'ensemble des textes auxquels il fait référence. En vertu des conventions de l'OIT, l'accord affirme notamment que le groupe EDF s'engage à :

- garantir la liberté d'association et les principes de la négociation collective (Conv. 87 et 98) ;
- abolir le recours au travail forcé et obligatoire (Conv. 29 et 05) ;
- interdire le travail et l'exploitation des enfants (Conv. 138 et 182) ;
- lutter contre la discrimination (Conv. 100, 111 et 135).

En juin 2019, le président d'EDF a signé un appel à l'action pour inciter les entreprises à respecter des droits de l'Homme avec 35 autres CEOs dans le « Guide des droits de l'Homme pour les PDG» du *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD). Dans ce guide il déclare : « En tant que Groupe solidement implanté à l'international, le Groupe EDF a la volonté et la responsabilité de préserver la dignité humaine et de faire de l'offre d'emplois décents la norme ».

La politique Développement Durable indique que le Groupe s'attache à « faire du respect des droits humains une condition préalable à toutes ses activités et ne tolérer aucune atteinte aux droits de l'homme dans toutes ses activités et chez ses fournisseurs ». Elle précise également qu'une attention particulière sera portée au dialogue social et au respect des libertés fondamentales, aux groupes vulnérables (enfants, peuples autochtones), à la formation des forces de sécurité et au respect des engagements du groupe EDF par les fournisseurs, les sous-traitants et les partenaires en particulier dans les projets industriels.

Au niveau Corporate, la dimension « droits de l'homme » est systématiquement prise en compte dans le criblage des projets présentés au Comité des engagements Groupe, ainsi qu'aux Comités d'engagement de la Direction internationale, sous forme d'identification des risques associés aux projets (communautés locales, conditions de travail, force de sécurité, travailleurs étrangers).

En termes d'achats hors combustibles, en 2019, au périmètre couvert par la Direction des Achats Groupe, 1700 fournisseurs ayant un volume d'affaires de plus de 400 000 euros ont reçu un questionnaire d'autoévaluation sur les champs de la responsabilité d'entreprise ; parmi ceux-ci, 815 ont été contrôlés et évalués. Cette démarche a été complétée par 35 audits externes couvrant en particulier les problématiques droits de l'homme. Par ailleurs, la cartographie des risques RSE de la Direction des Achats Groupe a été remaniée pour prendre en compte le retour d'expérience de 2018. Elle comprend désormais une analyse des risques « droits de l'homme » par segment d'achats. S'agissant des combustibles, l'approvisionnement du charbon est couvert par le code de conduite *Bettercoal* [(1)], celui de l'uranium fait l'objet d'audits de mines et celui du gaz et du pétrole pour les centrales des DOM a fait l'objet d'une cartographie des risques « droits de l'homme » dans le cadre du plan de vigilance.

Le *e-learning* « les droits de l'homme dans l'entreprise » développé avec l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH), dont EDF est membre fondateur, a été actualisé pour intégrer le devoir de vigilance et est accessible à l'ensemble des salariés. Ce *e-learning* a été suivi par 78 salariés en 2019 ; un second *e-learning* ciblant le risque « droits de l'homme » dans la supply chain, plus spécifiquement dédié aux acheteurs, a été mis à disposition fin 2019.

Des indicateurs de performance sont suivis à l'échelle du Groupe, issus de Cap 2030, à travers la Politique Santé Sécurité (LTIR voir sections 3.4.1 et 3.3.1.4), l'ORE n° 2, des analyses du climat social (dispositif *Parlons Énergies*, enquêtes sur l'engagement des salariés) et de la relation avec les fournisseurs (évaluations, baromètre d'écoute des fournisseurs).

3.3.1.1.3 Précarité énergétique (ORE n° 3)

L'engagement d'EDF

L'engagement d'EDF consiste à proposer à 100 % des populations fragiles de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits (ORE n° 3)

Les différentes problématiques d'accès à l'énergie constituent un phénomène complexe qui tend à s'intensifier dans la plupart des pays développés, par le nombre de ménages concernés ou par la gravité des effets rencontrés. La vulnérabilité varie selon la situation géographique, le revenu, la superficie et le type de logement, ainsi que l'énergie utilisée. L'Observatoire européen de la précarité énergétique, initié par la Commission, a pour objectif de collecter des données, faciliter les échanges de bonnes pratiques et instaurer un dialogue. Dans ces contextes nationaux très différents aux plans réglementaire, économique, politique, et concurrentiel, le groupe EDF est engagé dans la lutte contre la précarité énergétique aux côtés des acteurs publics et sociaux et des associations.

En France, l'Observatoire National de la Précarité Énergétique, dont EDF est partenaire, a publié son indicateur [(2)] affichant 3,3 millions de ménages en situation de précarité énergétique. Au Royaume-Uni, l'indicateur publié par les pouvoirs publics [(3)] indique que le pays compte 2,5 millions de ménages en situation de précarité énergétique. En Italie, il n'y a, à ce jour, ni définition, ni indicateur relatifs à la précarité énergétique. Une étude financée par le Gouvernement [(4)], et rendue en 2019, propose une méthodologie de mesure de la précarité énergétique. En Belgique, il n'y a pas de définition de la précarité énergétique. Les autorités sont cependant attentives au phénomène, et des dispositions spéciales, variant selon les régions, ont été prises à destination des personnes à faibles revenus.

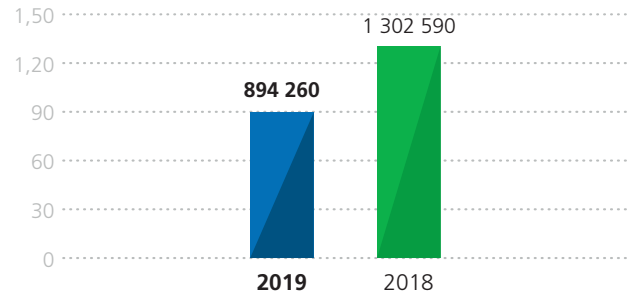
Avant toute chose, le Groupe agit pour que la facture d'électricité ne constitue pas un facteur aggravant supplémentaire pour les clients les plus fragiles, et privilégie leur accompagnement. L'action menée par EDF comprend des programmes de recherche, de l'innovation ainsi que la mise en œuvre de solutions concrètes, se traduisant par un accompagnement renforcé des dispositifs publics et des actions spécifiques au groupe EDF.

(1) Sur Bettercoal, voir la section 3.3.3.2.2 « Achats responsables - § chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon" ; Le code de conduite de Bettercoal peut être consulté sur https://bettercoal.org/.
(2) ONPE Tableau de bord 2019 (Les indicateurs de quantification de la précarité énergétique).
(3) National Statistics Fuel poverty detailed tables 2019.
(4) « The socio-demographic and geographical dimensions of fuel poverty in Italy », RSE S.p.À and the Ministry of Econmic Development.

L'indicateur retenu pour l'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 3 concerne le « nombre d'accompagnements énergie ». En France, il s'agit d'un dispositif déployé par téléphone par les 5 000 conseillers clientèle, s'adressant à tout client connaissant une difficulté et destiné à analyser la situation et proposer les solutions les plus adéquates. En 2019, il y a eu 894 260 accompagnements énergie, en baisse par rapport à 2018, notamment en raison de modifications du portefeuille clients.

EDF, entreprise responsable à l'égard des personnes et des communautés

Nombre d'accompagnements énergie



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°14 « Précarité énergétique, et accès à l'électricité dans les pays en développement » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

La mise en œuvre de solutions opérationnelles

Dispositifs publics fortement accompagnés par le groupe EDF pour en favoriser l'accès et l'efficacité

EDF met en œuvre les dispositifs publics en y ajoutant de puissants dispositifs d'accompagnement des populations fragiles, qui lui sont propres. En matière de prévention, EDF s'implique fortement dans la rénovation thermique de logements occupés par des personnes très modestes, notamment en participant au programme national Habiter Mieux mais aussi *via* le programme « Toits d'abord » avec la Fondation Abbé Pierre. EDF contribue volontairement au Fonds de Garantie pour la Rénovation Énergétique pour un montant maximum de 57 millions d'euros. Ce fonds, éligible aux CEE, permet aux ménages d'obtenir plus facilement un prêt auprès des banques afin de financer le reste à charge des travaux. Ce fonds permet aux clients particuliers d'obtenir plus facilement un prêt auprès des banques pour réaliser des travaux de rénovation énergétique et de financer le reste à charge des travaux. Ce fonds permet aux clients particuliers d'obtenir plus facilement un prêt auprès des banques pour réaliser des travaux de rénovation énergétique et de financer le reste à charge des travaux des ménages modestes. Il doit permettre de garantir environ 35 000 éco-prêts individuels pour les ménages modestes ainsi que les prêts collectifs de plus de 6 500 copropriétés par an d'ici le 31 décembre 2020. Le fonds est géré par la Société de Gestion des Financements et de la Garantie de l'Accession Sociale à la propriété (SGFGAS).

Dans le cadre de la 4ème période du dispositif des CEE, EDF est soumis à une obligation en raison du dispositif relatif aux économies d'énergie réalisées au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. En matière d'aide au paiement, 2 373 216 client ont bénéficié en 2019 du dispositif « Chèque énergie ». L'action d'EDF a été largement renforcée avec un programme relationnel multicanal notamment durant la période d'envoi des chèques et avant la trêve hivernale avec une action de relance ciblée. L'ambition d'EDF, pour favoriser l'accès au chèque, porte sur un fort taux de digitalisation. EDF poursuit son implication active dans la mise en œuvre d'aides au paiement. EDF, EDF Systèmes Énergétiques Insulaires et Électricité de Strasbourg contribuent volontairement au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) à hauteur de plus de 20 millions d'euros en 2019.

Au Royaume-Uni, la vague 3 de l'Energy Carbon Obligation (ECO), mis en œuvre par EDF Energy englobe à la fois des mesures de réduction des émissions de carbone et de lutte contre la précarité énergétique par l'amélioration de l'efficacité énergétique, principal vecteur de solution. ECO3, a débuté le 1er octobre 2018 et se poursuivra jusqu'au 31 mars 2022. Contrairement aux obligations précédentes, ECO3 est entièrement destinée aux clients vulnérables et en situation de précarité énergétique. EDF Energy est l'un des rares acteurs du secteur de l'énergie à disposer d'un canal ECO destiné à ses propres clients et travaille de façon approfondie au ciblage des clients concernés. En Italie, Edison déploie le « bonus social ». Ce dispositif public prend la forme d'une réduction sur la facture d'électricité, en fonction des niveaux de revenus. En Belgique, Luminus développe l'ensemble des dispositifs publics très spécifiques propres à la Flandres, la Wallonie et Bruxelles Capitale

Dispositifs spécifiques et volontaires du groupe EDF

En France, EDF développe l'accompagnement humain et digital pour aider à maîtriser sa consommation et mieux accéder à ses droits. Les solutions digitales mises à disposition des clients sont multiples, telles que e.quilibre, EDF & MOI, Electriscore (voir section 3.2.2.1 « EDF, entreprise engagée pour que chaque client consomme mieux ») ; le site Prime Énergie offre un accompagnement financier renforcé pour les clients en situation de précarité énergétique pour réaliser des travaux d'économies d'énergie. À travers ce dispositif, EDF s'est engagé dans l'opération « Coup de Pouce ». Les 5 000 conseillers EDF basés en France sont formés et mobilisés pour apporter aux clients en difficulté des solutions souples et adaptées, qu'ils soient pris en charge ou non par les acteurs sociaux de référence. En complément, près de 300 « experts dédiés solidarité » travaillent directement avec les travailleurs sociaux pour accompagner au mieux les clients les plus fragiles. EDF poursuit son partenariat avec L'Union Nationale des Centres Communaux d'Action Sociale (UNCCAS). EDF et EDF SEI déploient le PASS (Portail d'Accès Service Solidarité) qui fluidifie les échanges avec les travailleurs sociaux. Les équipes solidarité contactent les clients en difficultés de paiement de manière proactive pour leur proposer des solutions et les orienter vers les services sociaux compétents si nécessaire. Parallèlement, EDF met en œuvre divers moyens d'alertes et de suivi (mailing, campagne SMS, appels téléphoniques) auprès des clients fragiles coupés ou dont la puissance a été réduite lors de l'entrée dans l'hiver, pour que chacun d'eux puisse bénéficier d'un rétablissement avant l'hiver. EDF est partenaire de plus de 200 points de médiations (PIMS entre autres) et d'associations caritatives (Secours Catholique, Secours Populaire, Croix Rouge Française, près de 450 partenariats actifs). EDF développe ses capacités de modélisation pour caractériser les zones de précarité énergétique et proposer des solutions aux collectivités. EDF, EDF SEI (Systèmes énergétiques insulaires) ou ÉS (Électricité de Strasbourg) ont des actions de distributions de kits de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE).

S'agissant des filiales d'EDF en France, le gestionnaire de réseau de distribution Enedis géré en toute indépendance développe des actions dans le cadre des Pimms (dont il préside l'Union Nationale depuis 2019) labellisés Maison de Service Au Public (MSAP) et Maison France Services pour certains sites. Ils participent à l'information et à l'accompagnement des populations fragiles dans les domaines de la sensibilisation aux écogestes et de l'accès aux droits et aux services. Par ailleurs l'action d'Enedis est complémentaire de celles des fournisseurs d'électricité, dans le cadre des procédures pour impayés, et se déplace systématiquement pour contacter le client avant de procéder à une coupure ou une limitation de puissance. ÉS, *via* sa correspondante solidarité, organise des rencontres clients, sur la facture, les éco-gestes, se déroulant chez les acteurs sociaux, associations… L'équipe Solidarité d'ÉS, en relation avec les travailleurs sociaux, facilite la mise en place d'échéanciers ou de délais de paiement. Une démarche d'accompagnement personnalisé est mise en place et chaque client en difficulté bénéficie notamment du maintien de l'énergie à la puissance souscrite, le temps d'entreprendre les démarches nécessaires auprès des services sociaux. La filiale Sowee peut recevoir les chèques énergie, et permet un meilleur suivi du budget des clients, en prodiguant également de nombreux conseils de maîtrise de la demande d'énergie sur son site Internet.

En France insulaire, EDF SEI poursuit ses actions de financement de la MDE vis-à-vis des clients et des bailleurs sociaux (LED, chauffe-eau solaires avec la région à La Réunion, programmes d'isolation thermique, etc.). EDF SEI développe d'autres types d'actions spécifiques, par exemple : des travaux d'électrification des écarts (communes de l'intérieur) en Guyane, application spécifique pour les nouveaux clients des écarts de Maripasoula grâce aux compteurs numériques avec mise en place d'un suivi sur smartphone, envoi de SMS si dépassement et mise en main par des conseillers énergétiques originaires des villages ; les Services Locaux d'Intervention pour la Maîtrise de l'Énergie, à la Réunion, qui sont des programmes de détection et d'accompagnement pilotés par les autorités locales à destination des ménages en situation de précarité énergétique ; le programme WATTY à l'école qui contribue à la sensibilisation sur les économies d'électricité.

À l'international, EDF Energy renforce ses partenariats, par exemple avec *Plymouth Citizens Advice* (avec un canal de discussion en direct pour les clients), Income Max et le fonds EDF Energy Trust, afin de fournir un accompagnement et une information adaptés aux clients endettés. La relation avec Macmillan s'est développée avec un bon nombre de cas de personnes atteintes de cancer pour lesquelles EDF Energy a été en mesure de fournir un soutien pratique, tels que des modifications tarifaires, des conseils en matière d'énergie ou des échéanciers de paiement. EDF Energy a également collaboré avec l'organisme de bienfaisance pour la santé mentale MIND, mais poursuit également un programme visant à sensibiliser le personnel qui serait en relation avec des clients fragiles souffrant de problèmes de santé mentale. Des offres accompagnées de compteurs à prépaiement sont également proposées. Luminus propose l'outil My Luminus qui permet aux clients de les aider à consommer moins. Afin d'aider les clients qui pourraient être en difficulté, Luminus alerte les clients lorsque leur consommation est trop élevée par rapport à leur consommation habituelle ou quand leur facture annuelle pourrait être une mauvaise surprise, et propose des échéanciers de paiement si nécessaire. Luminus participe à la plateforme sur la pauvreté énergétique lancée par la Fondation Roi Baudoin. La plateforme a joué un rôle actif auprès du législateur, elle se concentre maintenant sur les problématiques de défauts de paiement.

L'action en matière d'innovation sociale

EDF R&D anime un programme « Précarité énergétique : comprendre-innover », chargé d'anticiper l'évolution de la précarité énergétique et des politiques publiques, et de concevoir et de développer des innovations permettant de mieux lutter contre la précarité énergétique. Les études de contexte et les réflexions prospectives menées par les chercheurs permettent notamment à cette équipe pluridisciplinaire (sociologie, ingénierie, économie, informatique, design, ergonomie, statistiques) d'alimenter les trois volets d'actions (aide au paiement, accompagnement, prévention) de la politique solidarité d'EDF. En France, EDF participe aux travaux de l'Observatoire National de la Précarité Énergétique.

Au-delà de la veille et de la recherche, l'innovation, notamment sociale, peut prendre la forme de partenariats. EDF a poursuivi en 2019 le partenariat avec ASHOKA France (entrepreneuriat social) et un réseau de 7 accélérateurs d'innovation sociale. EDF a été, dans ce cadre, partenaire d'un deuxième appel à solutions sur la thématique « Transition énergétique et solidaire ». Il s'adressait aux porteurs de projets développant des solutions innovantes et projets en réponse aux vulnérabilités sur les territoires. À l'issue de cet appel, EDF a décidé de soutenir l'accompagnement de six projets, autour des thématiques de la maison connectée au service des personnes à mobilité réduite, de la remobilisation des habitants pour le succès de la rénovation des copropriétés dégradées, de la maison passive économique, de la rénovation *via* les éco-matériaux, de l'habitat inclusif et partagé, et de la santé environnementale. EDF développe le « Don d'énergie », une innovation sociale et digitale, en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre. Depuis début 2019, plusieurs centaines de clients EDF disposant de l'application EDF & MOI ont déjà fait un don pour aider des ménages en difficulté à payer leur facture d'électricité, quel que soit leur fournisseur d'électricité. L'attribution de ces dons est confiée à la Fondation Abbé Pierre dans le cadre de ses missions d'accompagnement des ménages les plus fragiles. EDF abonde ce don défiscalisé à hauteur de 100 %. En lien avec différents partenaires (par exemple l'Atelier Solidaire à Toulouse, ou le Mur énergie à Hem), EDF R&D expérimente de nouveaux modes de contacts et de sensibilisation des populations fragiles.

3.3.1.1.4 Santé/sécurité des consommateurs



Le mode de production bas carbone du Groupe EDF agit favorablement sur la qualité de l'air. Le produit électricité offre aux consommateurs un confort qui contribue aux grands enjeux de santé publique (chaîne du froid, lumière, air intérieur, circulation intérieure, etc.). S'agissant des précautions à prendre avec l'électricité, EDF déploie de longue date tous dispositifs d'information et de sensibilisation [1].

Maîtrise des risques

EDF évalue les impacts de ses installations de production sur l'homme et les écosystèmes, et met en place des programmes annuels de prévention des risques professionnels et d'amélioration des conditions de travail. En 2019, la cartographie des risques RSE de la Direction des Achats a été profondément remaniée et comprend désormais l'analyse des risques sur la santé et la sécurité des personnes, par segments d'achats.

S'agissant plus particulièrement du risque acoustique, le Groupe s'emploie à gérer les impacts en matière de pollutions sonores. EDF Renouvelables réalise, dès la phase de développement, des études acoustiques pour chaque projet éolien de manière à évaluer les impacts et les minimiser dès la conception. La puissance sonore des turbines fait partie des critères de sélection des machines à l'achat. Cette vigilance s'exerce également dans les filiales internationales comme en Belgique (Luminus), au Royaume Uni (EDF Energy) ou en Italie (Edison).

Offres commerciales

Les offres commerciales en lien avec la santé prennent la forme de conseils, de travaux, d'appui au pilotage d'installations mais aussi d'offres ciblées. S'agissant des conseils, le site edf.fr délivre de nombreuses informations pour améliorer le confort thermique et le bien-être des occupants. EDF facilite les travaux destinés à gagner en confort par la mise en relation avec des partenaires qualifiés (partenaires Solutions Habitat d'EDF) et l'aide au financement des travaux. En matière d'offres ciblées, la Direction Commerce a récemment lancé une expérimentation d'un nouveau service permettant de favoriser le maintien à domicile de seniors vivants seuls (« Mon Parent & moi »). En matière de pilotage d'installations, Sowee propose aux clients particuliers une station connectée qui offre la possibilité de piloter son chauffage, d'analyser la qualité de l'air, la météo, le trafic, la pollution. Dalkia déploie SERENIS, l'offre dédiée aux établissements de santé (chauffages, climatisation, etc.), intégrant la mise en conformité réglementaire des installations et la mise en œuvre des procédures de maîtrise des risques sanitaires [2].

3.3.1.1.5 Data responsables



L'information est un patrimoine qui a une valeur essentielle pour le groupe EDF, notamment sous sa forme numérique dans nos systèmes d'information. Ceux-ci doivent être parfaitement protégés et contribuer ainsi à la confidentialité et à l'intégrité des données, à la continuité des processus métiers, et au respect des législations et réglementations en vigueur. La transformation numérique de l'entreprise et ses nouveaux usages (collaboratif, mobilité, Cloud, Big Data, Internet des objets…) sont à la fois une source d'opportunités et de risques en matière de sécurité des systèmes d'information. Une défaillance des systèmes d'information, qu'elle soit d'origine malveillante ou accidentelle, avec pour conséquences l'indisponibilité, la fuite, le vol, la destruction ou l'altération de certaines informations et processus métiers, peut entraîner un préjudice élevé pour le groupe EDF : dégradation de l'image, pertes financières, perte concurrentielle, sanctions civiles et pénales, atteinte à l'outil de production.

Le Groupe a redéfini trois politiques complémentaires : une politique « Sécurité des Systèmes d'information », une politique « Sécurité du Patrimoine face à la malveillance » et une politique « Gestion de la donnée ».

La politique Sécurité des Systèmes d'information vise à garantir la protection des systèmes d'information, essentiels à la gestion du patrimoine de l'entreprise, tout en permettant aux métiers de s'ouvrir et de saisir les opportunités liées au Numérique. Ainsi, en permettant un fonctionnement en « entreprise étendue », cette politique constitue un facteur de réussite des projets industriels du Groupe. Cette politique précise les exigences, les responsabilités et le référentiel de sécurité nécessaires pour protéger efficacement les Systèmes d'information du Groupe. Le *management* de chaque entité du groupe EDF est responsable d'assurer le déploiement de cette politique dans son organisation, avec des moyens adaptés aux enjeux et aux risques de ses métiers. Le Directeur des Systèmes d'Information du groupe EDF, secondé par son responsable de la sécurité des systèmes

(1) Des dispositifs variés sont mis en place dans toutes les structures du Groupe concernées, en France, en Italie, au Royaume-Uni… Par exemple, EDF adresse systématiquement en France une notice de sécurité à tout client souscrivant une offre de gaz naturel. Cette notice est disponible sur le site edf.fr. Enedis développe également des partenariats avec les organisations représentant les principaux publics à risque afin de sensibiliser les pêcheurs aux risques à proximité des lignes électriques, ou de renforcer la coopération dans la prévention des risques liés aux interventions des sapeurs-pompiers à proximité des réseaux électriques. À l'étranger, EDF Energy en Grande-Bretagne informe ses clients des dangers potentiels de l'électricité au moyen de newsletters ou au dos des factures ; EDF Energy offre également un N° d'appel gratuit pour informer ses clients sur les pratiques de sécurité. Une action spécifique est conduite envers les clients les plus vulnérables pour promouvoir leur santé particulièrement durant la période hivernale.

(2) Par ailleurs, des offres spécifiques sont dédiées : Sérénis Bloc OP : offre dédiée aux établissements de santé possédant des zones à environnement maîtrisé, tel que les blocs opératoires. SeniorSolution : offre développée afin d'accompagner les établissements d'hébergement pour personnes âgées dépendantes (EHPAD) vers l'efficacité énergétique et économique.

d'information, et en lien avec les Directeurs des Systèmes d'Information Métiers et les représentants des entités, appuie les entités dans la mise en œuvre de la politique. Il rend compte de l'état de la sécurité des systèmes d'information du groupe EDF aux sponsors du risque sécurité SI dans le cadre du Comex.

La politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance définit les principes, les règles et l'organisation visant à détecter les menaces, prévenir les risques d'actes de malveillance susceptibles de porter atteinte au patrimoine du Groupe et en limiter les conséquences. Cette politique repose sur une démarche globale qui vise à protéger les personnes, le patrimoine matériel du Groupe mais aussi, et avec des enjeux de plus en plus lourds, son patrimoine immatériel. Dans une logique de responsabilisation au plus près du terrain, chaque entité du Groupe déploie cette politique en s'appuyant sur la Direction de la Sécurité et de l'Intelligence Économique, notamment chargée de définir les référentiels, d'animer la filière « Sécurité » et de s'assurer que les dispositifs mis en place sont efficaces et partagés.

Une politique de gestion de la donnée vient compléter le dispositif dans un esprit de création de valeur ; davantage portée vers l'ouverture et la valorisation des données, elle vise à favoriser le partage, la transversalité, le rapprochement des données pour produire de nouvelles connaissances. Une instruction de 2017 précise le cadre des exigences applicables en matière de traitement de données à caractère personnel, le dispositif applicable pour répondre à ces exigences, les modalités du contrôle du respect de ces exigences, ainsi que les modalités d'animation des filiales du Groupe.

S'agissant de la transformation digitale du Groupe, on peut noter la performance remarquée d'EDF à l'édition 2019 du « eCAC 40 » [(1)], classement de référence mesurant chaque année le niveau d'avancement de la transformation numérique des groupes composant l'indice, auxquels sont associées d'autres grandes entreprises françaises. EDF améliore sa note (16,61/20) pour se situer en seconde position de ce classement. Ce niveau de performance est porté par des résultats excellents dans les catégories relatives à la culture digitale de l'entreprise, aux modèles de *management* et au niveau de maîtrise technologique [(2)].

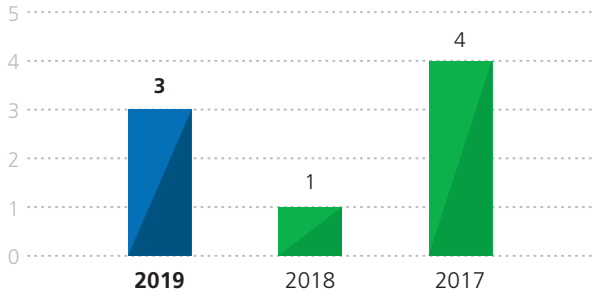
3.3.1.2 EDF, entreprise responsable à l'égard des communautés

3.3.1.2.1 Sûreté nucléaire

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires. La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (peer reviews entre les entreprises membres de l'association WANO [(3)] et audits OSART [(4)]) conduits par les experts de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA). En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'ASN. Au Royaume-Uni, l'Office for Nuclear Regulation (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives. La politique « Sûreté Nucléaire du Groupe EDF » a été redéfinie en 2017 [(5)].

EDF, entreprise responsable à l'égard des personnes et des communautés

Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à deux sur l'échelle INES



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°1 « Sûreté nucléaire, sécurité des infrastructures industrielles et des données » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

3.3.1.2.2 Sûreté hydraulique

EDF exploite en France 432 [(6)] centrales hydrauliques et gère les retenues de 239 grands barrages [(7)]. L'âge moyen du parc hydraulique français est de 75 ans [(8)]. La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation. À l'instar de la politique de sûreté nucléaire, la politique de sûreté hydraulique vise un haut niveau de sûreté et une amélioration continue (voir section 1.4.1.5.1.2 « La sûreté hydraulique »).

3.3.1.2.3 Transparence fiscale

EDF a mis en place une politique fiscale Groupe pour définir les principes applicables, en matière de fiscalité, à l'ensemble des relations du Groupe avec ses partenaires financiers ou commerciaux et les autorités publiques ou fiscales. La politique fiscale est portée par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe. Elle avait été validée en 2017 par le Comité exécutif.

Fin 2019, le Groupe a, comme l'année précédente, télétransmis à l'administration fiscale française sa déclaration pays par pays (*country by country reporting*) des données de l'exercice 2018 conformément aux dispositions de l'article 223 quinquies C du Code général des impôts qui fait suite aux recommandations de l'OCDE.

(1) Les Échos executives, 13 décembre 2019, « EDF : acteur de premier plan en matière de transformation digitale ».
(2) Voir section 3.5 « Notation extra-financière ».
(3) World Association of Nuclear Operators, Association mondiale des exploitants nucléaires.
(4) Operational Safety Review Team.
(5) Voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection » en France et 1.4.5.1.2.1 au Royaume-Uni.
(6) EDF Hydro soit France Continentale sur EDF SA hors filiales.
(7) 239 barrages de classe A ou B au titre de la réglementation française.
(8) Moyenne arithmétique.

La politique fiscale Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de toute nature fiscale ou douanière à la charge finale de l'entreprise ou de ses clients (lorsqu'EDF est simplement collecteur pour le compte de tiers).

Cette politique doit être appliquée dans tout le Groupe, par toutes ses entités contrôlées quelle que soit leur nature ou leur situation géographique à l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées pour lesquels elle constitue un guide. L'ensemble du personnel du Groupe doit respecter cette politique qui vise à préserver la réputation du Groupe et réduire les risques fiscaux auxquels il s'expose par ses activités. Les orientations sont les suivantes :

- renforcer la performance fiscale du Groupe dans le strict respect des lois et réglementations fiscales nationales et internationales ;
- maîtriser les risques fiscaux par une amélioration continue et systématique, dans toutes les entités du Groupe, du recensement et de la gestion des risques fiscaux ;
- mettre en place des outils, les *reporting* et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du cash fiscal [(1)], ainsi qu'un pilotage attentif et proactif du taux effectif d'imposition du Groupe ;
- garantir les conditions nécessaires à l'obtention de rapports constructifs avec les autorités fiscales et publiques de toute nature en entretenant avec elles une relation transparente et professionnelle.

Des principes éthiques

Dans le cadre de la répartition entre pays des marges opérationnelles internes au Groupe, EDF veille à appliquer une politique de prix de transfert conforme aux principes de l'OCDE pour justifier les revenus qui en découlent. EDF ne dispose pas d'implantation juridique (société, succursale ou bureau de représentation) dans un territoire inscrit dans la liste des États et territoires non coopératifs tels que définis par la législation française et internationale qui ne soit pas sous-tendue par des raisons d'activité économique et en aucun cas par de pures raisons fiscales. De même, les flux *via* ces pays sont prohibés s'ils ne sont justifiés que par des raisons fiscales.

Présence au Luxembourg et en Irlande

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF recourt à des captives et à des mutuelles pour compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance. Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance. Trois captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company DAC. (EDF 100 %), société d'assurance créée en 2003 à Dublin qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Ré (EDF 100 %), société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF.
- Tereco (Framatome 100 %), société de réassurance du périmètre Framatome située au Luxembourg pour réassurer un portefeuille de risques dont celui de la responsabilité civile nucléaire de Framatome.

Les impôts payés par le Groupe

En 2019, le groupe EDF a supporté une charge de (3 798) millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA [(2)], en hausse de 108 millions d'euros par rapport à 2018 soit + 2,9 % (dont + 3,3 % en croissance organique).

Le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1,8 milliard d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (1 581) millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,71 % [(3)] (contre 178 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 27,13 %). L'augmentation de la charge d'impôt de 1 759 millions d'euros entre 2019 et 2018 est essentiellement liée à la hausse du résultat avant impôt de 5 743 millions d'euros, générant une charge d'impôt supplémentaire de (1 977) millions d'euros en application d'un taux d'impôt sur les bénéfices en France de 34,43 %.

Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant en 2019 est de 19,1 %, contre 22,6 % en 2018.

L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 922 millions d'euros en 2019 (309 millions d'euros en 2018) [(4)] : la hausse du décaissement d'impôt de 613 millions d'euros est essentiellement due à une augmentation significative des résultats fiscaux en France.

Le détail des impôts sur le résultat payés dans l'ensemble des pays des filiales du Groupe figure en annexe, en section 3.6.7.

3.3.1.2.4 Mécénat



Depuis plus de 30 ans, le groupe EDF et sa Fondation soutiennent des actions d'intérêt général et inscrivent ainsi la politique de mécénat de l'entreprise dans des valeurs de respect, solidarité et responsabilité. Dotée d'un budget de 10 millions d'euros par an, la Fondation d'entreprise Groupe EDF procède d'une démarche commune de plusieurs filiales du Groupe, représentées à son Conseil d'administration dans une logique de mécénat de Groupe. Les actions philanthropiques sont réalisées soit par la Fondation, soit en régie directe par la société mère EDF et les filiales du groupe.

Pour préparer le futur mandat, l'actuel étant arrivé à terme le 31 décembre 2019, la Fondation a sollicité l'ensemble de ses parties prenantes, internes comme externes, sur les domaines d'intervention et sur l'impact attendu auprès de la société civile. Au vu de cette consultation, le Conseil d'administration de la Fondation Groupe EDF a décidé de recentrer les axes d'intervention, pour les 4 prochaines années (2020-2023), autour de l'environnement, l'éducation et l'inclusion.

Domaines d'intervention

Les actions solidaires constituent la base d'intervention de la Fondation Groupe EDF et se déclinent autour de :

- la lutte contre la précarité, l'insertion sociale des jeunes et l'éducation ;
- l'accès à la culture, la Fondation animant un espace culturel et proposant gratuitement un cycle d'expositions, de médiation et de rencontres. En 2019, avec les expositions « Light matters » et « Coup de foudre », elle a accueilli plus de 60 000 visiteurs ;
- l'économie sociale et solidaire, au travers du Fonds Agir Pour l'Emploi EDF [(5)] qui favorise le retour à l'emploi des personnes qui en sont éloignées.

Parce que le progrès scientifique et technologique contribue, en définitive, au progrès humain, la Fondation groupe EDF intervient en faveur de l'accès à la connaissance scientifique, en vue de développer le goût des plus jeunes pour la science et l'innovation ; la recherche médicale ; le progrès numérique, utilisant la révolution digitale comme un levier de renouveau de notre cohésion sociale.

Au total, en 2019, la Fondation a consacré plus de 7,1 millions d'euros au financement d'actions relevant directement de la solidarité et du progrès en France.

Moyens d'action

La Fondation s'efforce de concilier, auprès des associations, l'apport d'un soutien financier permettant la réalisation de projets d'intérêt général, la mise à disposition de collaborateurs grâce au mécénat de compétences et à l'engagement bénévole, ainsi que l'accompagnement des structures notamment dans le domaine des systèmes d'information. Pour le Téléthon par exemple, en plus du financement par la Fondation des projets de recherche sur les maladies génétiques, des centaines de salariés du groupe EDF se mobilisent à travers différentes actions (dons d'heures, manifestations culturelles, défis sportifs, etc.) ; et une contribution de la Fondation au financement d'une plateforme numérique a pour but de faire remonter, en temps réel, l'ensemble des dons financiers. De même, les ingénieurs chercheurs d'EDF R&D mettent l'excellence de leur savoir-faire technologique au profit d'instituts qui œuvrent en faveur de l'intérêt général, *via* le mécénat de compétence scientifique. C'est ainsi que l'adaptation d'une technologie destinée à la

(1) Cash fiscal : impôt décaissé.
(2) Voir la note 11 de l'annexe aux comptes consolidés « Impôts et taxes de l'annexe aux comptes consolidés ».
(3) Voir la note 17.2 de l'annexe aux comptes consolidés « Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôts) ».
(4) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.
(5) FAPE EDF : fape-edf.fr.

maintenance des centrales nucléaires a permis d'améliorer l'accessibilité des espaces du musée de Cluny, jusqu'alors inaccessibles aux personnes en fauteuil roulant.

À l'international

Au plan international, la Fondation soutient des projets d'associations pour lesquels l'électricité est un vecteur d'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement, par un apport combiné de financement et de compétences techniques de salariés du Groupe ; en 2019, elle a soutenu 51 projets donnant lieu à 50 missions techniques réalisées par 67 salariés dans 20 pays différents pour un montant total de 2,3 millions d'euros euros. Parmi les 32 associations soutenues, Électriciens sans frontières a une place particulière en tant que partenaire historique du Groupe : 12 projets soutenus en 2020 et un appui financier pour la crise humanitaire au Mozambique.

En Grande-Bretagne, EDF Energy axe sa politique de mécénat sur le développement durable et le soutien aux communautés locales. Ainsi, le programme éducatif Pod vise à enseigner à 2,5 millions d'enfants les principes de l'utilisation durable de l'énergie. EDF Energy accorde également à ses employés deux jours par an pour mener des actions de volontariat. Enfin, les salariés sont encouragés à lever des fonds pour Breast Cancer Now, partenaire caritatif dont le but est de contribuer à la recherche sur le cancer, à la sensibilisation sur la prévention de la maladie, et au soutien apporté aux salariés qui en sont victimes.

En Italie, les activités de mécénat d'Edison s'inscrivent dans une stratégie de responsabilité d'entreprise et impliquent les salariés dans des missions de bénévolat. Edison a ainsi choisi de s'adresser en particulier aux jeunes générations pour promouvoir la culture du développement durable et de la consommation responsable, grâce à la collaboration des associations des consommateurs. Enfin, Edison développe plusieurs projets relatifs à l'inclusion des femmes dans la culture scientifique, au travers d'activités offertes par les salariées d'Edison dans des écoles.

3.3.1.2.5 Dialogue et concertation autour des projets (ORE n° 5)



L'engagement d'EDF

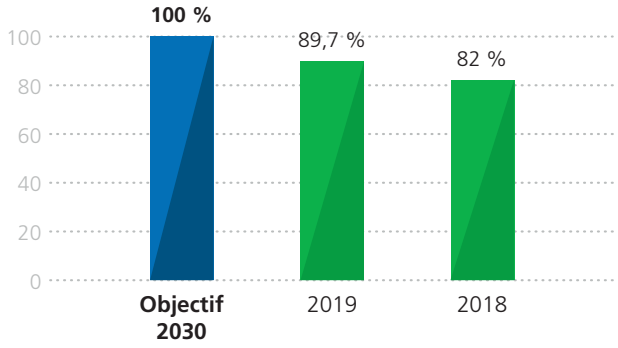
Partout dans les pays où EDF opère, la société civile attend plus de dialogue et de vigilance vis-à-vis de projets susceptibles de modifier son environnement. Les démarches de concertation du groupe EDF avec les parties prenantes sont systématiques mais leurs modalités sont dépendantes des pays, des réglementations et des projets.

L'ambition du Groupe EDF est d'organiser autour de chaque nouveau projet, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire (ORE n° 5). Est concerné tout nouveau projet de plus de 50 millions d'euros, et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement pour lequel une décision d'investissement est prise à partir du 1er janvier 2017 (ayant donc fait l'objet d'un examen en CECEG) [1]. Le groupe EDF vise la mise en œuvre des règles de dialogue des standards internationaux en matière de participation des parties prenantes ainsi qu'un *reporting* public. Concrètement, il s'agit sur chaque projet de : identifier les parties prenantes ; initier la concertation le plus en amont possible ; informer de façon claire et transparente sur le projet ; recueillir les avis des parties prenantes et d'y répondre ; mettre en place un système de traitement des propositions et des réclamations ; veiller à la participation des peuples autochtones dans le processus de concertation ; assurer un *reporting* public. À l'horizon 2030, l'objectif est que 100 % des projets de plus de 50 millions d'euros fassent l'objet d'un dialogue ou d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur [2].

En 2019, les projets entrant dans le cadre des critères définis ont représenté 29 dossiers examinés en CECEG dont 89,7 % d'entre eux ont fait l'objet d'une concertation. Cet objectif est annuellement présenté en Comité Responsabilité d'Entreprise du Conseil d'administration, et en Comité Stratégique RSE présidé par le Directeur de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise, Stratégie (DIRES), membre du Comex (voir section 3.1.2.3.3 « La Direction Développement Durable »).

EDF, entreprise responsable à l'égard des personnes et des communautés

Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur (%)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°10 « Écoute, transparence et dialogue » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

Conformément à la réglementation française, les parties prenantes ont accès aux résultats des évaluations d'impact environnemental (EIA) et social (SIA) pour les ICPE par exemple de Dalkia ou EDF R ou sur les sites de communautés locales à l'international. EDF met à disposition la documentation associée aux projets, telles que ces EIA et SIA, obligatoirement publiées [3] sur les sites des préfectures ; elles comprennent notamment les avis de l'Autorité environnementale ou du commissaire enquêteur [4] pour être soumises à débat ou enquête publique le cas échéant.

Quelques illustrations récentes

À l'échelle locale

EDF Renouvelables a également été primé pour son dialogue continu et la qualité de co-construction avec le territoire pour son projet de parc éolien du Beaujolais Vert [5] (Rhône) prenant en compte les attentes des parties prenantes. EDF SEI [6] et TERNA [7] ont réalisé une triple concertation autour du projet de renforcement de la liaison existante « SACOI [8] » entre la Sardaigne, la Corse et l'Italie. Ce projet, nommé SACOI 3, a été inscrit en 2015 dans la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse, et labellisé « Projet d'Intérêt Commun : PIC [9] » en novembre 2017 par l'Union européenne. Il vise à augmenter la capacité de transit d'électricité de la liaison pour sécuriser à la fois l'alimentation de la Sardaigne et le

(1) CECEG : Comité des Engagements du Comité Exécutif du Groupe.
(2) Il s'agit d'un cadre de référence du secteur financier visant à identifier, évaluer et gérer les risques environnementaux et sociaux des projets. Il regroupe 10 principes : equator-principles.com.
(3) aude.gouv.fr/IMG/pdf/b1cpv11_fendeille_ei.compressed.pdf.
(4) voir par exemple haute-loire.gouv.fr.
(5) parc-eolien-beaujolais-vert.fr/.
(6) Systèmes Énergétiques Insulaires.
(7) TERNA est l'opérateur principal du réseau italien de transport d'électricité à haute tension et très haute tension. Sa mission est de sécuriser le transport de l'électricité dans toute l'Italie, y compris ses îles, la Sicile et la Sardaigne en particulier. TERNA exploite en Italie, 73 000 km de lignes et 25 liaisons avec ses pays voisins et ses îles.
(8) SACOI : SArdaigne COrse Italie.
(9) Pour prétendre au statut de PIC, le projet doit produire des avantages significatifs pour au moins 2 États membres de l'UE, contribuer à l'intégration des marchés et à une concurrence accrue, améliorer la sécurité d'approvisionnement en énergie et contribuer à la réduction des émissions de CO_2. Le 23 novembre 2017, l'UE a reconnu le projet SACOI3 comme Projet d'Intérêt Commun (PIC).

système électrique de la Corse, ainsi qu'à favoriser l'intégration des EnR dans le mix électrique corse. Une 1re concertation dite « Fontaine [1] » sous l'égide du Préfet, permet « de définir avec les élus et les associations représentatives des populations concernées les caractéristiques du projet ainsi que les mesures d'insertion environnementale du projet », et « d'apporter une information de qualité aux populations concernées par le projet » pour partager l'aire d'étude proposée par les maîtres d'ouvrage et déterminer le tracé de moindre impact. Une 2e concertation préalable volontaire avec 2 garants nommés par la CNDP [2] permet d'associer pleinement au dispositif l'ensemble de la population. Cette concertation a eu lieu du 30 septembre au 22 novembre 2019 avec huit réunions publiques, deux ateliers, sept rencontres individuelles avec des parties prenantes, un site Internet… Un bilan positif de cette concertation, tant sur les efforts déployés pour la concertation que sur la richesse des échanges, a été rendu fin décembre par les garants. Enfin une 3e concertation sera réalisée au titre de la labellisation du projet en tant que « Projet d'Intérêt Commun ». Les dispositifs prévus dans la concertation préalable permettent de répondre aux principales exigences de la Commission européenne. Début 2020, le tracé préférentiel de la ligne sera validé par le préfet et le dialogue avec le public et les parties prenantes se poursuivra en parallèle du processus de demande d'autorisation.

À l'international, Edison a conduit un travail avec les communautés locales de Valchiavenna (Italie du Nord) à proximité d'une usine hydroélectrique. Une route touristique de Tracciolino qui desservait uniquement le barrage et l'usine a été transférée à la communauté. Par ailleurs un programme éducatif pour développer l'esprit entrepreneurial a été créé avec l'objectif de valoriser leur territoire en utilisant les nouvelles technologies. Tous les grands aménagements réalisés par la Direction internationale comportent des programmes d'engagement des parties prenantes, selon les normes IFC incluant un mécanisme de recueil et traitement des plaintes. En 2019, EDF a poursuivi le Mécanisme de Gestion des Requêtes des Plaintes sur Nachtigal [3] (Cameroun) ou encore au Brésil sur SINOP [4]. En Inde ou au Mexique, Citelum a mis en place des réunions régulières avec les parties prenantes intéressées par les projets, associe les clients pour suivre leurs besoins et invite les sous-traitants aux principaux événements (semaine de la sécurité, inauguration du centre de formation). En Wallonie, chaque projet éolien fait l'objet d'une discussion en amont avec les autorités communales et régionales, afin de définir le meilleur emplacement pour les éoliennes, ainsi que la nature des mesures compensatoires éventuelles répondant aux attentes des parties prenantes, les propositions des riverains ont été intégrées au design et au suivi du projet (ex : suivi de la nidification d'espèces protégées comme le hibou grand-duc et création de chemins balisés autour du parc éolien de Lierneux, situé en zone d'exploitation forestière).

À la suite d'études sur le design de HPC et de travaux avec des parties prenantes spécialisées, EDF Energy souhaite modifier l'ordonnance d'exploitation de 2013 par l'État pour supprimer l'obligation d'installer un moyen de dissuasion acoustique pour les poissons à HPC qui a été jugé moins efficace. EDF Energy a proposé une série de mesures pour protéger les poissons du système d'eau de refroidissement de l'usine et ainsi réduire le nombre de poissons entrant dans les prises d'eau.

Une consultation sur la modification de l'ordonnance à l'aménagement de Hinkley Point C a eu lieu du 2 avril au 4 juin 2019 et à partir de ces avis constructifs, HPC va proposer cette modification de l'ordonnance plus favorable (aux poissons) au Secrétaire d'État en 2020.

À l'échelle nationale

Les dispositions proposées par EDF en vue d'améliorer le niveau de sûreté de ses réacteurs nucléaires de 900 MW dans le cadre de leur 4e réexamen périodique ont fait l'objet d'une concertation inédite : sous l'égide d'un Haut Comité pour la transparence et l'information nucléaire (HCTISN), il s'agissait d'associer le public aux enjeux et objectifs de ce programme et de permettre d'éclairer les décisions ultérieures. Tous les principaux acteurs institutionnels de la sûreté des centrales nucléaires en France se sont mobilisés : l'Association nationale des Comités et commissions locales d'information (ANCCLI), l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). Huit centrales nucléaires de production d'électricité sont concernées : Blayais, Bugey, Chinon, Cruas-Meysse, Dampierre-en-Burly, Gravelines, Saint-Laurent-des-eaux et Tricastin. Il s'agit là d'une première phase d'échange avec le public, en amont des enquêtes publiques qui se dérouleront réacteur par réacteur. Une plateforme numérique a été dédiée et des rencontres programmées par les Commissions locales d'information. Cette concertation, suivie par deux garantes de la CNDP, a permis l'organisation de réunions locales de septembre 2018 au 31 mars 2019, soit 16 rendez-vous organisés avec le public à travers la France avec l'appui des Commissions locales d'information (10 réunions publiques, 3 ateliers thématiques, 3 réunions de groupes miroirs étudiants) et des permanences publiques ; 1 300 participants aux réunions ; 4 000 connexions à la plateforme ; 1 600 contributions et questions posées.

La participation au débat public est aussi l'occasion pour toutes les parties prenantes de faire entendre leur voix autour des projets dont l'ampleur ou la sensibilité a justifié la mise en place d'un débat sous cette forme. Ce fut le cas en 2019 avec le Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs (PNGMDR). L'État s'était engagé à réviser ce plan et EDF a participé aux travaux préparatoires et aux différentes réunions publiques menées par la Commission Nationale du Débat Public. Prenant en compte les recommandations formulées par le Conseil Développement Durable, EDF a publié un premier cahier d'acteur, qui présente la posture du Groupe EDF, avec deux propositions : la construction d'une piscine pour l'entreposage des combustibles usés déjà recyclés, et la valorisation après traitement des déchets métalliques dits « de très faible activité » (voir section 3.3.2.2.5 « Déchets radioactifs »).

Suite aux nombreuses questions concernant le déploiement des compteurs communicants, le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a engagé une concertation à la demande des collectivités locales et des différentes parties prenantes (bailleurs sociaux, etc.). La *task force* composée de deux personnes, dédiée à cette concertation, a réalisé 374 interventions en deux ans et demi sanscompter les actions faites directement par les Directions Territoriales (interventions devant des équipes municipales, permanence en mairie, réunions publiques, etc.).

3.3.1.2.6 Création de valeur sur les territoires



Le groupe EDF contribue au développement durable des territoires où il opère, en contribuant au développement économique et à l'emploi et en apportant des ressources fiscales.

Contribution au développement économique

Par les achats locaux

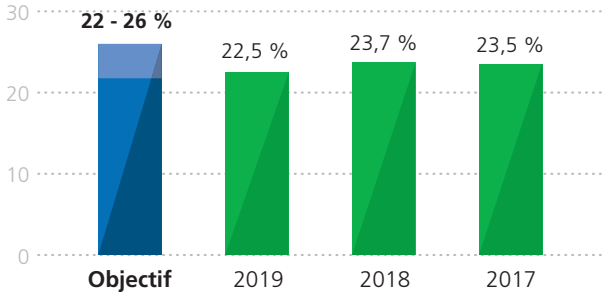
La Direction des Achats (DA) Groupe poursuit ses actions auprès des fournisseurs, dont les PME/ETI/TPE/start-ups, avec la mise en œuvre opérationnelle d'un processus adapté pour les achats d'innovation et pour faciliter l'accès des PME à nos marchés. Ceci passe par des conditions générales d'achats simplifiées et de conditions générales d'achats propres aux « petites commandes » (en ligne sur le portail Fournisseur) ; un questionnaire d'aptitude simplifié destiné aux nouveaux fournisseurs, pour les consultations de montants inférieurs aux seuils de la directive européenne 2014/25/UE ; un processus d'achats et des contrats-types adaptés pour les *start-ups* et les PME innovantes (40 tests, 45 000 euros de budget moyen, 100 contrats potentiels chaque année) ; un espace dédié sur le site institutionnel edf.fr (guichet unique).

En termes d'achats aux PME situées en France, l'objectif est fixé à hauteur d'une fourchette comprise entre 22 % à 26 % des achats réalisés par EDF et le gestionnaire de réseau de distribution, Enedis [5].

(1) La circulaire Fontaine (circulaire du 9 septembre 2002 de Nicole FONTAINE, ministre déléguée à l'industrie) concerne le développement du réseau public de distribution d'électricité de tension supérieure ou égale à 63 000 volts.
(2) Commission nationale du débat public.
(3) Nachtigal-hpp.com/index.php/gestion-des-requetes-et-des-plaintes.html.
(4) Sinopenergia.com.br/show.aspx.
(5) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

EDF, entreprise responsable à l'égard des personnes et des communautés

Taux annuel d'achats à des PME en France (%)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°7 « Création de valeur partagée avec les parties prenantes, au service des territoires et de l'emploi » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

En 2019, dans le cadre des consultations, la Direction des Achats a intégré des clauses incitant les fournisseurs de 1er rang à faire appel à des fournisseurs locaux, tout en respectant les exigences de la directive européenne 2014/25/UE, à l'occasion de marchés de travaux ou de prestations sur sites de production d'électricité. Les flux économiques de la DPNT (Direction du Parc Nucléaire et Thermique) et DIPNN (Directon Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire) injectés dans l'économie française en 2019 représentent 5,6 milliards d'euros d'achats directs en France.

La démarche « chantier d'avenir » d'EDF Hydro, qui vise à maximiser la valeur créée pour l'exploitant comme pour le territoire, a été initiée sur des chantiers majeurs tels que La Coche (Alpes) ou Sabart (Pyrénées). Elle contribue à renforcer le recours aux entreprises locales et à l'insertion, le cas échéant avec l'appui des agences « Une rivière un territoire », par l'intégration de clauses adaptées et un travail continu avec les acteurs de l'emploi sur le territoire. Le chantier de La Coche d'un montant global de 150 millions d'euros l'illustre avec 88 millions dédiés aux entreprises de la région Auvergne Rhône-Alpes et près de 30 millions d'euros pour la Savoie, soit au total 500 emplois locaux, dont 11 d'insertion. Pour le chantier de remplacement des conduites forcées de l'usine hydroélectrique de Sabart, 80 % des dépenses du projet sont portées par des entreprises du Sud-ouest (sur les 158 entreprises du chantier). En 2019, cela représente plus de 3 millions d'euros pour les entreprises ariégeoises, 12 millions d'euros pour les entreprises occitanes et 215 000 euros de retombées locales issues de l'hébergement et de la restauration impactant 80 % des professionnels du secteur sur le Tarasconnais.

Le projet HPC d'EDF Energy a pour politique de faire appel, dans la mesure du possible, aux fournisseurs locaux et régionaux. Actuellement, plus de 4 000 de ces entreprises sont inscrites sur le portail fournisseurs de HPC. Les fournisseurs locaux ont des contrats directement avec HPC ou avec ses fournisseurs de rang 1. Depuis le début du projet, HPC a dépensé environ 380 millions de livres sterling d'achats dont 106 millions de livres sterling auprès de sociétés du consortium créées spécifiquement par des entreprises locales pour travailler avec HPC et représentent environ 800 emplois de sous traitance. Au Vietnam, MECO dispose de programmes de RSE dans le sud du pays qui développent des actions concrètes en faveur des communautés locales : rénover les commodités et salles de bains, construire des salles de classe et bibliothèques pour les étudiants, venir en aide aux enfants pauvres des minorités ethniques, aux personnes handicapées, aux orphelins, toutes opérations visant à éradiquer l'analphabétisme et à aider la communauté nouvelle à s'installer et à vivre.

Par la création ou le maintien d'emplois

Toute organisation a un impact économique sur son territoire d'implantation : elle emploie des salariés, elle réalise des achats auprès d'autres entreprises et elle paye des impôts et taxes. Tout cela a un effet d'entraînement économique : c'est l'empreinte emplois, qui se décompose en impacts direct (salariés EDF), indirect (impact des achats d'EDF sur l'ensemble de sa chaîne de fournisseurs) et induit (impact de la consommation des salariés : les salariés d'EDF mais aussi les salariés de la chaîne de fournisseurs impactés par les achats d'EDF consomment une partie de leur salaire sur le territoire, et payent des impôts et taxes).

Les données collectées pour 2019 concernent les périmètres suivants : France hors Corse et Outre-Mer ; nucléaire DPNT et DIPNN (y compris achats de l'entreprise EDVANCE) et DTEAM (Division Thermique Expertise et Appui Industriel Multi-métiers) ; achats hors combustibles. Les résultats font état de 38 095 emplois directs salariés EDF (dont alternants) ; 60 610 emplois indirects, salariés dont 34 767 auprès des fournisseurs de rang 1 et 25 843 auprès des fournisseurs de rang 2 et plus ; 114 061 emplois induits, salariés dont 46 002 issus de la consommation des ménages et 68 059 issus des dépenses des administrations publiques. Un emploi direct EDF contribue à soutenir 4,6 emplois indirects et induits.

En dehors du périmètre de calcul de l'étude, le Groupe a de nombreux impacts positifs sur l'emploi dans l'ensemble de ses activités en France et à l'international. EDF Hydro génère 5 727 emplois directs, dont 5 431 contrats à durée indéterminée et 293 contrats d'alternance, ainsi que 3 276 emplois indirects répartis sur l'ensemble du territoire. Le développement des chaufferies biomasse et des réseaux de chaleur de Dalkia génère des emplois de proximité non délocalisables à hauteur d'environ 2 100 emplois en France sur la biomasse. La Direction Commerce est engagée depuis 2018 dans le programme CEE [1] TEPCV [2]. 60 territoires ont été accompagnés depuis 2019. Dans le cadre du programme ACTEE, EDF et la FNCCR participent à la rénovation de bâtiments des collectivités avec un financement de 12,5 millions d'euros. Un site Internet dédié et un simulateur associé ont été créés, ainsi que des outils et la promotion conjointe des Appels à Manifestation d'Intérêt.

À l'international, Citelum a conduit de nouveaux projets d'éclairage en Inde et créé 480 emplois directs et indirects. Au Laos, le Fonds de développement Nam Theun 2 a été déployé afin de financer des projets de moyens de subsistance, de santé, d'éducation et de renforcement des capacités, décidés et mis en œuvre par les communautés avec un soutien technique, contribuant ainsi à la création de 200 emplois locaux chez les sous-traitants.

Au Brésil, Norte Flu soutient certains programmes environnementaux sociaux tels que celui de l'association Mico Leão Dourado qui met en œuvre une formation sur les systèmes agroforestiers et l'agroécologie dans la région de Mata Atlantica. Les sociétés sous-traitantes de Norte Flu signent les engagements de la norme SA 8000 [3], qui énumère les 9 exigences de la norme en matière d'emplois et de responsabilité sociale.

EDF Renouvelables a permis de créer 55 emplois locaux pour la construction de ses projets au Canada, en plus des 85 emplois existants. En Afrique du Sud, EDF Renouvelables a créé une base de données des petites entreprises de la communauté locale en proximité d'un projet en construction, afin que les entrepreneurs et sous-traitants puissent l'inclure dans les processus d'appel d'offres.

Contribution à la fiscalité locale

Voir section 3.3.1.2.3 « Transparance fiscale - Impôts payés par le Groupe ».

3.3.1.2.7 Accès à l'énergie



L'accès à l'électricité est un vecteur de progrès et de développement, y compris en en matière de santé, d'éducation, de sécurité. Ce sujet majeur est pris en compte dans le cadre des objectifs de développement durable des Nations Unies. Aujourd'hui, même si le taux d'électrification mondial a augmenté de 6 points entre 2010 et 2017 (89 %), 840 millions de personnes dans le monde n'ont pas accès à l'électricité, et environ 50 % d'entre elles se trouvent en Afrique subsaharienne.

EDF poursuit son action dans ce domaine et a renouvelé ses modèles et étendu son champ d'action. Les évolutions en matière de technologie, de coût des équipements, et de modèles économiques locaux ouvrent des possibilités nouvelles d'action et de massification. EDF développe de nouveaux modèles d'affaires alliant son savoir-faire traditionnel aux innovations technologiques et financières.

(1) EPCV : territoire à énergie positive et croissance verte.
(2) sgsgroup.fr/fr-fr/sustainability/social-sustainability/audit-certification-and-verification/sa-8000-certification-social-accountability.
(3) Indicateur GRI : G4 EN12 – Disclosure 304-2.

EDF développe des projets « off-grid » visant la fourniture de services électriques à des particuliers ou des très petites entreprises, pour l'essentiel en Afrique, avec ZECI en Côte d'Ivoire, ZEGHA au Ghana, BBETO au Togo, Sun Culture (pompage solaire) au Kenya et KES en Afrique du sud. EDF permet aujourd'hui de fournir l'énergie (8 à 10 MW installés) à plus de 500 000 personnes et ambitionne de multiplier ce chiffre par 4 sur les 3 prochaines années. Cette fourniture d'énergie s'accompagne de la fourniture d'équipements (lampes, radios, ventilateurs, télévisions) « basse consommation » permettant un usage maîtrisé de cette dernière. La filière travaille également sur de nouveaux produits permettant de répondre aux besoins des populations dont notamment les pompes solaires (permettant aux populations de s'affranchir de leur pompe à gazole), les kiosques solaires ou encore les mini-grids (voir section 1.4.5.3.9 « Off Grid – Énergie hors réseaux »).

Toujours en Afrique, EDF a initié les prix EDF Pulse Africa afin de soutenir la dynamique entrepreneuriale en identifiant de nouveaux partenaires potentiels pour le développement de projets énergétiques et en stimulant le développement d'offres innovantes répondant aux enjeux énergétiques du continent. En 2019, pour s'assurer du meilleur sourcing de projets possible, une campagne de présélection nationale, EDF Pulse Africa Tour, a été organisée dans 7 pays Africains (Afrique du Sud, Cameroun, Côte d'Ivoire, Ghana, Maroc, Sénégal et Togo). Au final EDF Pulse Africa 2019 a attiré 536 projets de 26 pays d'Afrique. Les cinq lauréats ont remporté une dotation financière, un conseil opérationnel et financier, des partenariats de développement de projets avec des incubateurs basés dans les pays africains et un accès à l'écosystème d'innovation d'EDF dont la R&D, les labos de créativité internes d'EDF et EDF Pulse Croissance (incubateur et *corporate venture* d'EDF dédié aux *start-up*).

Par ailleurs, la plupart des grands projets d'EDF, a fortiori en Afrique et en Asie, ont notamment pour objectif d'améliorer l'accès à l'énergie aux échelles locale, régionale et nationale. Ainsi, les travaux préparatoires à la construction de l'aménagement hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun ont commencé en 2019. Ce projet de barrage hydroélectrique répond à la demande d'électricité croissante du pays avec une solution bas carbone durable, et un coût de l'électricité produite très compétitif. Nachtigal constitue une priorité nationale pour sécuriser le système électrique du Cameroun. Au Myanmar, le projet Shwe Li 3 fait actuellement l'objet d'études approfondies en matière d'impacts et de risques environnementaux, sociaux et sociétaux. L'enjeu de l'accès à l'énergie est déterminant dans le positionnement du groupe EDF sur ce projet. En Guyane, EDF apporte son appui au programme d'électrification des écarts du Haut maroni *via* des centrales de production hybride associant un système photovoltaïque, des batteries de stockage et un moteur diesel en complément (sauf à Pidima, sans moteur diesel). Le fonctionnement projeté vise un objectif de couverture annuelle en énergies renouvelables de 70 % (voir section 1.4.4.3 « Systèmes énergétiques insulaires »).

3.3.2 EDF, entreprise responsable à l'égard de l'environnement

3.3.2.1 EDF, entreprise responsable à l'égard de la biodiversité (ORE n° 6)



Depuis plusieurs décennies, le Groupe a fait de la biodiversité un enjeu majeur, car, la plupart de ses installations industrielles se situent dans des zones protégées ou à leur proximité. EDF est ainsi un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance. Mieux connaître ce patrimoine, réduire les impacts des activités, et enrichir la biodiversité locale sont des axes de performance pour ces sites industriels. L'importance de l'enjeu explique que le Groupe se soit engagé en faveur de la biodiversité dès les années soixante-dix, avec par exemple la création en France d'un laboratoire national sur les questions d'hydroécologie, et l'établissement dès 2006 d'une politique Biodiversité.

Les pressions qu'exerce l'entreprise sur la biodiversité concernent principalement [1] l'eau et la biodiversité aquatique : les ouvrages de production hydraulique (centrales, barrages et prises d'eau) modifient la biodiversité à l'amont des ouvrages en cas de retenues, et à l'aval, car ils contribuent à la fragmentation des espaces et influent sur les débits des cours d'eau. L'impact des ouvrages thermiques est plus limité ; l'artificialisation et la fragmentation des habitats naturels terrestres : elles résultent de l'emprise terrestre des sites et des projets ; le compartiment aérien (oiseaux et chauve-souris) : sont en cause les réseaux aériens de distribution, les parcs éoliens et l'éclairage public.

Pour mieux apprécier les risques et les opportunités liés aux impacts et aux dépendances de l'activité de l'entreprise sur les écosystèmes, EDF a expérimenté la méthode de l'Ecosystem Services Review (ESR) [2]. Cette démarche d'amélioration continue [3] a valu à plusieurs sociétés du Groupe une reconnaissance de leurs actions : au Mexique, Citelum a été reconnu par le COEBIO (Conseil qui distingue les entreprises responsables en matière de bioéthique) ; au Royaume-Uni, EDF Energy est l'une des 5 entreprises à avoir répondu au standard *Wildlife Trusts'Biodiversity Benchmark* sur de multiples sites ; en France, EDF a vu son engagement dans la stratégie nationale pour la biodiversité (SNB) reconnu par le ministère en charge de l'écologie pour la période 2014-2017. Construit avec les partenaires d'EDF, cet engagement s'est traduit par de grandes orientations et des actions concrètes mises en œuvre en faveur de la biodiversité.

3.3.2.1.1 L'engagement d'EDF en faveur de la biodiversité

L'engagement d'EDF consiste, à terme, à générer des impacts positifs pour la biodiversité, sans se limiter à sa seule connaissance. Cet objectif qui engage l'ensemble du Groupe concerne l'ensemble du cycle de vie des installations, depuis l'étude des projets, jusqu'à la fin de vie des installations en passant par la construction et l'exploitation. Il s'étend à l'ensemble de la chaîne de valeur, y compris les politiques d'achats et les relations avec les fournisseurs et sous-traitants.

Le Groupe entend développer une approche positive de la biodiversité, en améliorant ses pratiques et en évitant au maximum des dommages irréversibles sur la nature. Pour cela, il nous faut aller au-delà d'une approche centrée sur la seule réduction des impacts des activités industrielles sur les écosystèmes. En 2018, l'engagement du Groupe dans l'initiative act4nature précise les modalités de déploiement de cet engagement. Il se compose de 5 grands objectifs : mobiliser ses entités, connaître les enjeux biodiversité et mettre en œuvre des actions concrètes, innover pour la biodiversité, s'engager dans un processus participatif et ouvert, contribuer aux politiques publiques.

3.3.2.1.2 Mobiliser toutes les entités du Groupe

L'engagement d'EDF en faveur de la biodiversité mobilise l'ensemble de l'entreprise, de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Le *management* en faveur de la biodiversité est certifié *via* le SME (voir section 3.1.2.4.2 « Le système de *management* de l'environnement »).

Formation et sensibilisation

Chaque société pilote ses formations et ses actions de sensibilisation internes en faveur de la biodiversité. Ces formations sont souvent réalisées avec le concours de partenaires associatifs naturalistes. En France, huit guides métiers ont été élaborés, rédigés au plus près des enjeux biodiversité propres à chaque activité opérationnelle. Des formations sont organisées aussi bien au niveau national que dans les entités.

Éviter, Réduire, Compenser [4]

Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [5] ou la réglementation *ad hoc* du pays d'implantation qui est parfois plus exigeante (notamment en Europe) : ainsi, en France, les sociétés du Groupe appliquent la doctrine ERC (Éviter, Réduire, Compenser) pour la totalité des projets et des ouvrages en exploitation.

(1) Méthode développée par le *World Resource Institute* (WRI) et le *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD).
(2) Indicateur GRI : G4 – EU 13.
(3) L'action en matière de biodiversité est certifiée via le Système de Management de l'Environnement (SME), voir section 3.1.2.4.2.
(4) Principe du PS6 de l'IFC : performance standard 6 du cadre de référence de l'International Finance Corporation (société financière internationale, structure de la banque mondiale) dédié à la conservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles vivantes.
(5) Il s'agit d'un outil d'aide à la gestion des risques en matière de biodiversité.

Les pratiques de l'entreprise en la matière ont été confrontées aux recommandations internationales promues par le BBOP [1]. En effet, la loi biodiversité de 2016 impose que « les mesures de compensation visent un objectif d'absence de perte nette, voire de gain de biodiversité ». C'est ce que le groupe EDF applique sur le territoire français. Au Royaume-Uni, EDF Energy s'est donné pour objectif d'atteindre un impact positif net sur la biodiversité avant 2030.

Les enjeux environnementaux, en particulier la biodiversité, sont intégrés tout au long du parcours d'ingénierie et de l'exploitation, dès l'émergence et de la conception des projets afin de privilégier l'évitement et la réduction. Pour ses nouveaux projets, EDF réduit son emprise au minimum et, dans le cas de déconstruction de ses installations, agit pour reconquérir le milieu naturel. Des démarches sont également conduites pour les ouvrages en exploitation. Leurs impacts sur l'environnement et la biodiversité font l'objet d'une surveillance conduite par des établissements publics (tels, en France : Ifremer, IRSN, Irstea, AFB/Onema). Les résultats sont publiés et accessibles. Par ailleurs, EDF évalue les risques dans les dossiers d'investissement : 100 % des projets présentés au Comité des engagements font l'objet d'un criblage sur les enjeux biodiversité.

En France continentale, dans le massif de Belledonne en Isère, l'entreprise a expérimenté la compensation par l'offre avec l'association Initiative Biodiversité Combe-Madame et les acteurs du territoire. Elle vise à restaurer des milieux subalpins et à faciliter le retour d'espèces remarquables de la faune (dont le Tétras Lyre) et de la flore. Cette initiative s'inscrit dans la démarche engagée par le ministère de la Transition écologique et solidaire pour tester la pertinence et la faisabilité de la compensation par l'offre. Le projet a démarré sur le terrain en 2015 ; en 2016, l'évaluation de l'état initial du site a été achevée et les premiers travaux de réouverture des milieux ont commencé ; en 2017, des actions avec la Fédération des Alpages de l'Isère, la LPO Isère, l'ONCFS et l'Irstea ont été menées en complément pour concilier les usages, notamment économiques et touristiques, avec la biodiversité du site. En 2018, le site n'a pas fait de demande d'agrément auprès du ministère pour proposer des unités de compensation par l'offre en raison de la faible demande locale. Cependant, les actions en faveur de la biodiversité se poursuivent avec les partenaires locaux et un retour d'expérience de cette expérimentation (l'une des quatre à l'échelle française) sera faite en 2020.

Dans les zones exploitées par le gestionnaire de réseau de distribution Enedis, les nouvelles lignes HTA sont réalisées à 98 % en souterrain et à 100 % en technique souterraine ou discrète pour la BT. Au global 48 % de la totalité des réseaux HTA et BT sont en souterrain.

Sur l'île de la Réunion, dans le cadre de mesures compensatoires, EDF mène, en partenariat avec la SEOR, des actions de protection et préservation des « Papangues » (espèce endémique en voie de disparition) : acquisition de données sur les couloirs de vols de ces oiseaux avec la pose d'émetteurs/récepteurs. EDF s'implique dans le financement du projet et dans la pose de matériels sur nos réseaux (récepteurs).

La R&D d'EDF mène aussi des recherches sur l'évaluation de l'équivalence écologique. EDF a financé une thèse (soutenue en décembre 2017) avec l'Irstea et le Muséum national d'histoire naturelle sur l'élaboration d'une méthode de vérification de l'atteinte de l'équivalence écologique ; il s'agit de mesurer au moyen d'indicateurs, les pertes liées aux impacts et de comparer les pertes résultant d'un aménagement et les gains issus de mesures compensatoires.

Au Royaume-Uni, dans le cadre du projet de démonstrateur d'un parc éolien en mer à Blyth, EDF Renewables UK réduit ses impacts par la technique GBF (*gravity based foundation*). Cette technique évite de creuser des fondations dans le plancher océanique. Ceci se fait en partenariat avec l'université de Newcastle qui surveille la présence de mammifères marins autour du site.

Au Cameroun, sur le projet Nachtigal, une première étude E&S a été réalisée dès 2006, actualisée en 2011, et complétée sur la biodiversité en 2014 et 2015, ce qui a permis l'élaboration en 2016 d'un plan de gestion opérationnel détaillé et d'un plan d'action en faveur de la biodiversité, incluant par la suite les volets spécifiques liés aux mesures compensatoires (poissons) et d'accompagnement (espèces de flore aquatique endémiques). Par ailleurs, un programme d'appui à la préservation du Parc National du Mpen et Djim a démarré (plus de 350k€/an pendant 8 ans).

Au Laos, NTPC poursuit sa politique de protection de la biodiversité dans le bassin-versant en coordination avec la WMPA, autorité en charge de sa gestion notamment pour inscrire le parc national Nakai Nam Theun sur la liste verte des aires protégées de l'UICN. Le CEO de NTPC est membre du conseil d'administration de WMPA et prépare la mise en place d'un Conseil Scientifique qui facilitera l'élaboration des plans d'action de WMPA.

3.3.2.1.3 Connaître les enjeux biodiversité et agir de manière concrète

Connaître la qualité écologique du foncier

La grande majorité des sites de production d'EDF se situe à proximité d'aires protégées (en France, 80 % des sites hydrauliques sont dans un site Natura 2000 ou à proximité). Ces sites préservés, situés à proximité de cours d'eau réunissent plusieurs facteurs propices à la biodiversité. Celle-ci est favorisée par la gestion écologique qui y est mise en œuvre.

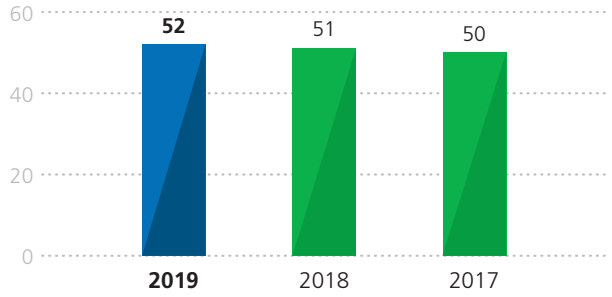
EDF mène une évaluation des enjeux biodiversité sur ses sites industriels et leur environnement proche. Mandaté par l'entreprise, l'UNEP – WCMC (World Conservation Monitoring Center) a mené une vaste étude pour évaluer la sensibilité écologique des lieux où sont implantés les sites industriels du Groupe [2], ce qui représente environ 1 000 sites. Certains sites du Groupe présentent des enjeux plus forts en termes de biodiversité : proximité d'une aire protégée ou intérêt des espèces présentes (voir section 3.6.8 « Connaissance écologique du foncier »). Grâce à l'évaluation de la valeur écologique de son foncier, l'entreprise intègre la biodiversité comme un critère de décision dans ses choix industriels.[3]

En 2019, EDF a révisé la méthodologie de constitution de l'indicateur afin de prendre en compte les dernières évolutions de son système d'information géographique et de mieux refléter les surfaces de foncier terrestre ayant fait l'objet d'un inventaire écologique détaillé. Ont notamment été retraitées dans le périmètre EDF Hydro les surfaces qui peuvent être immergées ainsi que les parties de périmètres pour lesquelles un inventaire complet n'a pu être réalisé pour des raisons topographiques ou de morcellement du parcellaire.

Lancé il y a plusieurs années, le programme d'inventaire écologique du foncier d'EDF est aujourd'hui achevé dans plusieurs entités qui ont inventorié la totalité de leur foncier. A EDF Hydro, où le programme d'inventaire est toujours en cours, la progression numérique de la part de foncier inventorié est toutefois structurellement plafonnée par le morcellement, l'éloignement et l'accessibilité d'une partie significative du foncier lié aux aménagements hydroélectriques. Le programme en cours qui devrait s'achever en 2021 aura permis d'inventorier les zones les plus intéressantes et les plus sensibles du foncier de l'hydraulique, atteignant ainsi les objectifs qualitatifs du programme, un objectif quantitatif ayant en l'espèce une pertinence limitée.

EDF, entreprise responsable à l'égard de l'environnement

Taux d'évaluation de connaissance écologique du foncier (%)



IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n 9 « Économie circulaire et préservation de la biodiversité, de l'eau, de l'air, des sols, des ressources rares » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

(1) *Business and Biodiversity Offsets Program* (BBOP) : le *Business and Biodiversity Program* est une initiative qui a duré de 2004 à 2018. Elle promeut des bonnes pratiques standardisées via l'animation d'un réseau et la publication de différents documents.

(2) Analyse réalisée en septembre 2018 par le WCMC sur le périmètre EDF, EDF Renouvelables, EDF Energy, Edison, EDF China et la Direction internationale (Luminus, MECO, Nachtigal, EDF Norte Fluminense, NTPC, SLOE, SINOP).

(3) Voir section 3.1.2.4.1.

Agir pour une approche positive de la biodiversité

Continuité écologique en milieu aquatique [1]

En France, dans le cadre de la mise en œuvre de la continuité écologique (action 39b du plan national biodiversité) :

- pour les activités hydroélectriques : entre 2013 et 2017, près de 120 diagnostics piscicoles et/ou sédimentaires ont été réalisés pour préciser les enjeux de continuité écologique site par site. Sur le volet piscicole, entre 2013 et 2019, 48 ouvrages de franchissement piscicole ou arasements ont été mis en œuvre sur des sites à enjeux (cours d'eau classés « liste 2 » et Rhin). 218 ouvrages de franchissement piscicole (montaison/dévalaison) sont désormais fonctionnels à EDF Hydro ;
- sur le site emblématique de Poutès (Allier), après un processus de concertation renouvelé, l'avenant à la concession a été signé en 2018 par le Préfet de Haute Loire. Les travaux de reconfiguration de l'ouvrage ont été engagés en 2019. Ce projet optimisé permettra ainsi une production équivalente au projet initial tout en minimisant l'investissement et en présentant un gain écologique important avec un accès à 60 % des frayères du saumon de l'Allier, branche génétique unique du saumon atlantique ;
- EDF réalise les études pour un arasement prochain dans de bonnes conditions de la Roche qui Boit sur la Sélune dans la Manche. Après l'arasement du barrage de Vezins par l'État en 2019, cette opération devrait contribuer à la restauration complète des fonctionnalités naturelles du fleuve, l'ouvrant à la reconquête par les poissons migrateurs amphihalins (saumons, anguilles, aloses, lamproies).

Luminus a initié un programme ambitieux visant à mesurer et réduire la mortalité des poissons migrateurs du fait des turbines hydrauliques. Financé à hauteur de 2 millions d'euros par la Commission européenne, dans le cadre des programmes Life, pour un coût total de 5 millions d'euros, le programme Life4Fish vise à modéliser les trajectoires de migrations, mettre en place des dispositifs répulsifs comme des barrières électriques ou à bulles et des dispositifs adaptés pour faciliter le passage des poissons. Le programme prévoit en parallèle l'installation d'un nouveau type de turbine à très faible impact pour les poissons migrateurs sur le site hydro-électrique de Monsin dont la rénovation a débuté en 2019.

Continuité écologique en milieu terrestre [2]

Les sites de production hydraulique de Kembs et de Romanche-Gavet ont fait l'objet d'importantes opérations de restauration écologique qui ont contribué à la reconstitution et au renforcement des continuités écologiques terrestres, en cohérence avec les habitats naturels proches (ex : Petite Camargue alsacienne). La R&D d'EDF, qui s'intéresse au sujet depuis plusieurs années, a testé différents outils de modélisation numérique des continuités écologiques sur site. Les résultats ont été partagés avec le Muséum national d'Histoire naturelle (MNHN). Une étude est actuellement en cours sur la région Île-de-France afin de développer une approche territoriale caractérisant notamment l'insertion des sites au regard des trames vertes.

Corridors écologiques empruntés par les espèces nocturnes [3]

Sur l'île de la Réunion, en partenariat avec la SEOR et le parc National, EDF poursuit l'expérience « nuit sans lumière » (25 nuits) pendant la période de reproduction des Pétrels (modification des spectres et direction des éclairages de la centrale de Port Est et des bâtiments publics des communes voisines, coupures programmées la nuit, etc.).

Préservation et restauration des milieux[4]

L'entreprise gère les espaces naturels intégrés à son foncier, en partenariat avec des associations locales : elle met notamment en œuvre des pratiques agroenvironnementales comme des fauches tardives ou de l'écopâturage ; une partie du foncier est affectée aux espaces de protection ou de reconstitution de la biodiversité, au travers de plans de gestion dont les objectifs sont adaptés aux enjeux des sites.

À Kembs, en pleine Réserve naturelle nationale de la Petite Camargue Alsacienne, sur 100 hectares anciennement dédiés à la culture du maïs, EDF a réalisé en 5 ans (dont un an de travaux de terrassement) une opération de renaturation écologique de grande ampleur : la restauration d'un bras de rivière sur plus de 7 kilomètres, donnant ainsi naissance à une nouvelle rivière en Alsace, et la reconstitution d'un ensemble de milieux naturels, humides et secs, qui ont permis l'accroissement de populations et le retour de certaines espèces d'insectes, d'amphibiens, d'oiseaux et de mammifères. Des suivis naturalistes et actions de gestion, notamment pour la limitation des espèces exotiques envahissantes, sont conduits et seront intégrés au plan de gestion de la Réserve naturelle de la Petite Camargue. Un bilan écologique complet de cette exceptionnelle opération de renaturation est en cours de finalisation. Dans le cadre du projet de développement Romanche Gavet, les emprises temporaires du chantier pour la construction du barrage ont été réhabilitées sur une dizaine d'hectares par des techniques de génie écologique qui utilisent des végétaux locaux. L'opération s'est faite avec l'appui de partenaires tels que le CBNA et l'Irstea. Cette expérience de restauration écologique devrait se déployer sur les opérations similaires.

Espèces exotiques envahissantes

La détection des espèces exotiques envahissantes est réalisée de manière systématique sur les sites nucléaires et thermiques. Cet enjeu est ainsi intégré dans les projets par des actions avec les partenaires (collectivités, contrats de rivières, etc.). EDF est partenaire du programme « Végétal local » porté par la Fédération des conservatoires botaniques nationaux. Il promeut l'utilisation systématique de plantes sauvages d'origine locale dans les travaux d'aménagement, de renaturation des espaces, d'entretien des espaces verts, etc. Les espèces locales constituent une barrière naturelle contre les espèces exotiques envahissantes et améliorent les fonctionnalités écologiques du milieu. En 2018, EDF a réalisé une vidéo de promotion de la démarche « végétal local » disponible sur Internet. Sur le parc solaire d'Aramon, EDF et EDF Renouvelables expérimentent la reprise de semences locales dans le cadre d'un projet de végétalisation. S'agissant des produits phytosanitaires, voir la section 3.3.2.2.3 « Sols ».

3.3.2.1.4 Innover pour la biodiversité

Depuis plus de 30 ans, EDF s'est doté d'une R&D dédiée travaillant sur l'environnement, en partenariat avec des organismes externes. Le programme de recherche en matière de biodiversité mobilise 21 millions d'euros sur 2018-2021, 25 chercheurs et techniciens et de nombreux partenaires. Leurs travaux améliorent les pratiques de l'entreprise pour la biodiversité et contribuent à la connaissance scientifique (publication de thèses, 25 publications scientifiques produites depuis 2018).

3.3.2.1.5 S'engager dans un processus participatif et ouvert

Le groupe EDF cherche à comprendre et à répondre aux attentes de ses parties prenantes. Il s'implique dans les instances locales de gouvernance de la biodiversité : Comités de bassin, Comités de rivière et Comités régionaux de biodiversité pour la France. EDF a développé une politique de coopération avec des partenaires associatifs, scientifiques et institutionnels, qui ont un fort ancrage territorial et une expertise biodiversité. EDF participe par exemple aux réflexions des *think tanks* (OREE, EPE, le CILB ou le *Business & Biodiversity Offsets Programme*, BBOP) et au groupe de travail B4B + de la CDC Biodiversité sur la définition du *global biodiversity score* ; au Royaume-Uni, EDF Energy collabore depuis plus de 20 ans avec le *Suffolk Wildlife Trust* à Sizewell et avec le *Wildlife Trust Natural England* à Dungeness ; en France, les partenaires historiques de l'entreprise sont privilégiés avec les grands acteurs du secteur : Muséum national d'Histoire naturelle (MNHN), Ligue pour la protection des oiseaux (LPO), Réserves naturelles de France (RNF), Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), Fédération des conservatoires botaniques nationaux (FCBN), Fédération des Conservatoires d'Espaces Naturels (FCEN), Société d'Étude et de protection des mammifères (SFEPM), Conservatoire du littoral, UICN International. Au total, ce sont plus de cent partenariats noués avec des associations ou des organismes de recherche tels que l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (Irstea) et l'Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer (Ifremer). Localement, de nombreux partenariats visent à aider les sites dans leur démarche menée en faveur de la biodiversité. Le partenariat avec la Fédération nationale de la Pêche en France (FNPF) se poursuit *via* le financement et le pilotage d'actions en faveur des milieux aquatiques (1 convention cadre et près de 50 conventions locales avec les fédérations départementales). Ces partenaires sont régulièrement réunis en séminaire de manière à entretenir une dynamique collective en faveur de la démarche biodiversité d'EDF. En 2018, les partenaires ont participé à la rédaction de la feuille de route biodiversité d'EDF lors d'un séminaire de 2 jours réunissant une cinquantaine de personnes.

(1) En France, on parle de « trame bleue ».
(2) En France, on parle de « trame verte ».
(3) En France, on parle de « trame noire ».
(4) GRI G4 EN 13 – disclosure 304-4.

3.3.2.1.6 Contribuer à la mise en œuvre des politiques publiques

Espaces protégés ou d'espèces menacées (1)

En Europe, plusieurs sites EDF contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 et participe à la mise en œuvre des contrats Natura 2000. Le Groupe participe à des programmes Life +, notamment EDF pour le Desman des Pyrénées (2014-2019), Luminus sur les poissons migrateurs, ou le gestionnaire de réseau de distribution Enedis avec le Life Gypconnect 2015-2021.

En France, le Groupe contribue à plusieurs plans nationaux d'action en faveur du Gypaète barbu, de l'Apron du Rhône, de l'Aigle de Bonelli, et participe aux déclinaisons régionales de ces plans tels que le plan Loutre d'Europe en région Centre, l'Angélique des estuaires, ou celui sur les odonates, qui fait par ailleurs l'objet d'une thèse soutenue en 2018.

En matière de sensibilisation du grand public

Au-delà de la fête de la nature (2), le Groupe participe à d'autres actions volontaires, dans le cadre des politiques de mécénats. Au Brésil, EDF Norte Fluminense poursuit son action débutée il y a 10 ans avec l'association Mico Leao Dourado pour préserver une forêt pluviale atlantique : reforestation de la forêt du bassin-versant, habitat du Tamarin-lion doré. En 2019, l'entreprise prolonge son partenariat pour agir sur un volet en agroforesterie. Depuis le démarrage du projet, près de 10 hectares de forêts et systèmes agroforestiers ont été reboisés avec le support direct d'EDF Norte Fluminense ; en France, EDF soutient la « liste rouge » des espèces menacées en France élaborée par l'UICN France et le Muséum national d'Histoire naturelle. En Guadeloupe, EDF contribue au projet de création d'une aire marine éducative au bassin de Montal de la ville du Moule.

3.3.2.2 EDF, entreprise responsable à l'égard du capital environnemental

3.3.2.2.1 Eau



La demande mondiale en énergie et en eau croît dans un contexte de changement climatique exacerbant la dépendance de l'un envers l'autre. L'eau est nécessaire à la production de la plupart des énergies. Il s'agit d'un enjeu identifié dans la matrice de matérialité comme un enjeu significatif. En tant que gestionnaire et utilisateur majeur de l'eau, EDF doit protéger, gérer et partager l'eau au sein des territoires dans lequel il agit en intégrant pleinement la dimension très locale de l'eau. Le groupe EDF a intégré le risque « eau » dans sa politique de gestion des risques y compris lors de décisions d'investissement.

3.3.2.2.1.1 Utilisation responsable de l'eau

En France métropolitaine, les barrages exploités par EDF permettent le stockage de plus de 7 milliards de mètres cubes. À l'échelle du Groupe, environ 50 km^3 d'eau (dont eau de mer) sont prélevés pour le refroidissement des moyens de production thermique dont 99 % sont restitués dans le milieu naturel et réutilisables presque instantanément, ce qui fait d'EDF un important préleveur mais un faible consommateur d'eau.

La politique Développement Durable du Groupe intègre une exigence sur l'eau : « Gérer l'eau de manière intégrée, solidaire et durable » et se traduit par un indicateur spécifique : « Chaque site produisant de l'énergie prévoira, évaluera et rendra compte de la soutenabilité de son usage de l'eau en utilisant une méthode interne EDF (dans l'attente d'une méthode internationale reconnue) ». Le Groupe a mobilisé un groupe de travail interne afin de définir des indicateurs de soutenabilité des usages de l'eau, permettant d'alimenter le dialogue avec les parties prenantes. Ces indicateurs, peuvent, selon le contexte, refléter la relation à l'eau d'un aménagement ou d'un ensemble d'aménagements sur un bassin-versant. Chaque année, un montant conséquent de plusieurs millions d'euros est consacré à la R&D dans le domaine de l'eau, ce qui s'est traduit en 2019 par le lancement du projet Visi'Eau, couvrant différents axes de recherche de la source froide à la modélisation hydrologique d'un bassin-versant, sur 4 ans, pour un montant de 9 millions d'euros.

Par ailleurs, EDF est directement impliqué, en tant que représentant de l'UFE à Eurelectric, aux groupes de travail de la Commission européenne sur la directive-cadre sur l'eau, ainsi que dans différentes associations ou groupes de travail internationaux sur l'eau (Conseil d'administration de l'IHA, Conseil d'administration du Partenariat français de l'eau, membre du conseil mondial de l'eau…). Cela permet d'observer et d'anticiper les tendances mondiales et régionales sur les enjeux autour de l'eau.

Maîtrise des prélèvements et de la consommation d'eau

L'exposition des moyens de production du Groupe au stress hydrique a été évaluée par différents outils (Baseline water stress, Aware…), et reste limitée (3).

L'essentiel du prélèvement d'eau de ses installations se fait en France 81 % et au Royaume-Uni 17 % dans des zones où il n'y a pas de stress hydrique permanent ; les installations nucléaires et thermiques sont majoritairement implantées en bord de mer (et n'utilisent donc pas d'eau douce). Dans les situations où un risque potentiel ponctuel a été identifié, des mesures adaptées ont été prises à la conception ou pendant l'exploitation. Ainsi, le réservoir de Lunax a été construit dès l'origine en amont de la centrale nucléaire de Golfech pour pallier un déficit possible d'eau de la Garonne utilisée pour son refroidissement en période de sécheresse aggravée. En 2019, Golfech a été arrêté quelques jours en période de canicule, non pas pour des questions de débit, mais à cause des températures élevées du fleuve (atteinte des limites réglementaires). Le stress hydrique et son évolution est un paramètre regardé avec attention pour le criblage de tout nouveau projet présenté en CECEG. En termes de production hydraulique, certains réservoirs sont situés en amont des bassins en situation de stress hydrique et sont donc régulièrement sollicités pour des opérations de soutien d'étiage. EDF Hydro réévalue tous les 5 ans le productible de ces sites en prenant en compte l'évolution de l'hydrologie et des températures du fait du changement climatique.

Globalement, 66 % de l'eau prélevée à des fins de refroidissement pour le Groupe est issue du milieu marin ou estuarien, sans contrainte de disponibilité de ressource. Cette part s'élève à près de 60 % en France, à plus de 99 % au Royaume-Uni et à près de 91 % en Italie.

Les prélèvements d'eau du Groupe sont en sensible baisse (- 7 %) par rapport aux 3 années précédentes mais les prélèvements d'eau douce restent stables. La quantité d'eau douce prélevée dans les nappes phréatiques est marginale, environ 2 hm^3 soit 0,01 % de l'eau douce prélevée en surface. De même, l'utilisation de l'eau municipale n'est utilisée que pour certaines eaux de process mais pas pour les systèmes de refroidisssement et est donc négligeable (< 0,1 %).

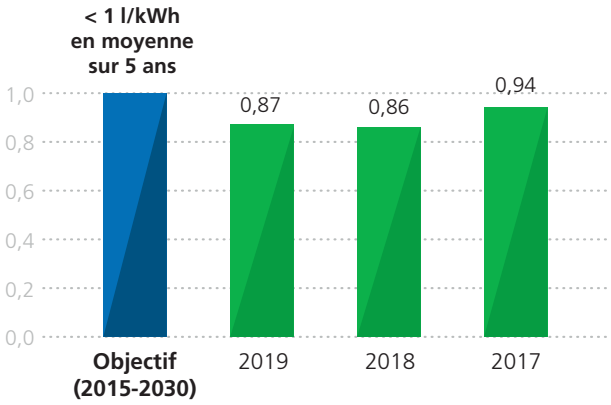
Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel. Conformément aux réglementations locales en matière de prises d'eau et de rejets, les sociétés du Groupe mettent en œuvre, *via* le SME, les moyens nécessaires au respect des conditions de quantité et qualité d'eau ; elles mettent en place, en concertation avec les parties prenantes, des mesures adaptées aux situations climatiques exceptionnelles. EDF assure une surveillance de paramètres indicateurs de la qualité des écosystèmes terrestre et aquatique (pH, température, conductivité, O2, etc.) autour des sites, y compris les nappes souterraines. Les résultats de cette surveillance sont transmis aux administrations et utilisés dans des documents ou supports destinés au public. Il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu concernant l'eau en 2019.

Le volume d'eau évaporée (4) en valeur absolue (486 hm^3) est en baisse de 3 %, et, comme pour les prélèvements, cette baisse est principalement due au mix énergétique utilisé (baisse de la production nucléaire de 4 %), l'essentiel de ce volume se fait en France (95,7 %) et au Royaume-Uni (2,1 %). La consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produite, également appelée intensité eau, est stable avec 0,87 l/kWh en 2019 contre 0,86 en 2018.

(1) Ces actions sont réalisées sur des espèces identifiées en fonction de leur statut et de leur dépendance ou proximité à nos ouvrages.
(2) Voir section 3.1.2.4.7 « La formation et la sensibilisation au développement durable », sensibilisation des publics externes.
(3) Seuls 3 sites de production thermique à flamme sont situés en zone de stress hydrique (arrêtés préfectoraux sécheresse promulgués quasiment chaque année) où des mesures adéquates d'économies d'eau ont été prises sans impact sur le productible.
(4) Dont 99,5 % d'eau douce.

EDF, entreprise responsable à l'égard de l'environnement

Intensité eau : eau consommée / production électrique du parc (l/kWh)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n 9 « Économie circulaire et préservation de la biodiversité, de l'eau, de l'air, des sols, des ressources rares » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

Compte tenu de l'évolution prévue des moyens de production et des différentes actions pour optimiser l'eau, les prélèvements et consommations globales d'eau douce à l'échelle du Groupe devraient baisser dans les années à venir. L'ambition affichée est de diminuer progressivement la consommation d'eau spécifique à l'horizon 2030 par rapport à la référence 2015 (0,96 l/kWh), et de ne pas dépasser la cible de 1 l/kWh en moyenne sur 5 années consécutives. Ce seuil, très bas par rapport à la moyenne du secteur, notamment aux États-Unis [1], permet de relativiser une année climatique exceptionnelle qui fera monter ou baisser significativement l'indicateur annuel. La moyenne de l'intensité eau sur la période 2015-2019 est de 0,91 l/kWh.

L'optimisation de l'eau utilisée dans notre production électrique est très importante pour garder la maîtrise de l'eau en tant que ressource, respecter nos engagements de garantie des multi-usages de l'eau (eau potable, irrigation, tourisme, etc.) et les besoins des autorités locales. Le groupe EDF travaille sur plusieurs leviers pour optimiser son utilisation d'eau et réduire la pression sur les milieux :

Réduction de consommation d'eau et mesures de limitation des prélèvements

Dans les départements d'outre-mer, où EDF investit dans de nouvelles centrales de production thermique pour assurer l'équilibre offre demande, la R&D d'EDF a conçu des systèmes de refroidissement des moteurs par air avec des « aéroréfrigérants secs », qui réduisent les prélèvements d'eau de 700 000 mètres cubes par an et par centrale. Les nouvelles centrales d'EDF PEI ne sont désormais plus refroidies à l'eau de mer. En 2019, le CNPE de Golfech a engagé une expérimentation avec une PME locale pour réduire ses prélèvements d'eau en Garonne ainsi que l'utilisation des produits chimiques pour la production d'eau déminéralisée (300 000 m^3/an). Au Chili, suite à une longue sécheresse ayant fait baisser le niveau de la nappe de 1 m en moins d'un an, des mesures spécifiques ont été prises pour la centrale CCG de Nueva Renca et ont permis de diviser par 2 l'eau de process en passant de 12 t/h en 2018 à 6 t/h en 2019. Au Brésil, le projet d'une seconde centrale CCG à côté de Norte Fluminense est à l'étude et prévoit, dès la conception, un système de refroidissement à air et non à eau.

Réutilisation et recyclage de l'eau

La réutilisation des eaux de process et de refroidissement se développe dans le Groupe lorsque c'est pertinent. En Chine, la centrale Ultra-supercritique de Fuzhou réutilise toutes ses eaux de process de manière séquentielle et en fonction de la qualité de l'eau (du refroidissement à l'arrosage des cendres et des jardins). Dans les grandes installations de combustion de biomasse de Dalkia, les eaux de rejet de process sont utilisées pour refroidir les cendres sous foyer des chaudières, de façon à limiter les volumes d'effluent liquide à traiter. En France, les centrales thermiques de Cordemais et Martigues récupèrent les eaux de pluie ou recyclent leurs effluents afin de réduire leur consommation d'eau de ville de moitié. Au Royaume-Uni, l'eau de pluie est récupérée et réutilisée sur le site en construction de Hinkley Point C pour l'élimination des poussières de chantier. Le nouveau centre R&D de Saclay utilise les eaux de pluie de récupération pour alimenter 50 % des eaux de toilettes du site.

Dans certains cas, la fourniture d'une partie de l'eau du circuit de refroidissement échauffée de certaines centrales nucléaires pour différents usages (agricoles, industriels, etc.) est autorisée dans le cadre de prescriptions réglementaires spécifiques.

Dessalage de l'eau

EDF a plusieurs expérimentations d'unité de dessalement sur ses sites : une unité de dessalement fonctionne depuis 2016 à Flamanville 3 pour la production d'eau déminéralisée pour le process ainsi que pour les autres tranches existantes. En Corse du Sud, EDF a conçu la source froide d'une centrale thermique en installant une prise d'eau de mer, permettant de réduire significativement la consommation d'eau douce. En Guadeloupe, la centrale TAC de Jarry Sud possède elle aussi une installation de dessalement d'eau de mer, permettant de ne plus utiliser l'eau de ville et l'économie de près de 50 000 m^3/an d'eau douce. En Italie, Edison dispose depuis fin 2016 d'une centrale CCG (Simeri Crichi) équipée de dispositifs de dessalement d'eau de mer pour remplacer ses prélèvements en eau douce.

Actuellement, un pilote d'une nouvelle technologie est en cours de test sur le site du CCG de Martigues. S'il est positif, cette technologie pourrait être utilisée pour produire de l'eau de process à partir de l'eau de mer sur de nombreux sites. Le principe appelé AquaOmnes consiste en une extraction des sels de chlorure de sodium (NaCl) de l'eau de mer par l'intermédiaire de résines liquides. La régénération de la résine liquide est obtenue par chauffage. L'objectif du procédé est d'obtenir une eau dessalée (pour les eaux de process) à faible coût grâce à la disponibilité de l'eau de mer en abondance.

3.3.2.2.1.2 Partage de l'eau

2019 a été l'année la plus chaude dans le monde, avec une augmentation des évènements extrêmes. Au Laos, la saison sèche a été plus longue et plus intense conduisant à une réduction de la production de Nam Theun 2 entre mai et août, la saison des pluies a été tardive et intense avec deux typhons en deux semaines (fin août) qui ont rempli plus rapidement que la normale le réservoir, et où 240 hm^3 ont dû être évacués par l'évacuateur de crues. En France, 2019 est une année climatique atypique avec plus de neuf mois très sec et deux canicules en un mois, exceptionnelles en intensité mais de courtes durée, puis des records de précipitation sur les deux derniers mois. Des records absolus de températures d'air et des impacts thermiques forts sur les températures d'eau ont été observés sur certains sites. Cette situation a conduit à des étiages sévères sur de nombreux cours d'eau et fleuves dès l'été et jusqu'à l'automne. Ainsi, pour faire face à ces conditions climatiques particulières, voire exceptionnelles, sur certains fleuves comme la Meuse ou la Moselle, différents leviers ont été activés au sein d'EDF pour optimiser la production [2] et répondre aux attentes des parties prenantes. Six retenues ont été placées en gestion exceptionnelle de juin à août et les lâchers d'eau pour les soutiens externes ont été très soutenus en 2019, avec un record de 725 Mm^3 déstockés pour répondre aux différents besoins des usagers de l'eau dans le cadre des cahiers des charges des concessions hydroélectriques ou des conventions de partage de l'eau. Deux retenues ont fait l'objet de réquisition préfectorale pour un soutien d'étiage complémentaire. Globalement, EDF a fait face à ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes en termes de soutien d'étiage ou à destination de l'agriculture, et en termes de débits restitués ou de respect des niveaux d'eau à des fins touristiques. Seule la cote touristique de Serre-Ponçon n'a pu être respectée la dernière quinzaine d'août.

Malgré ces conditions estivales particulièrement sèches et chaudes, la perte de production nucléaire en France (ratio énergie nette perdue surproduite) liée aux températures et/ou débits des fleuves, a éte limitée à 0,35 % (soit 1,4 TWh), en baisse de presque 50 % par rapport à 2018 (année également particulièrement chaude).

Partout où il opère, EDF assure une gestion rigoureuse de l'eau de chaque site tout en s'inscrivant dans une logique de gestion de l'eau par bassin hydrographique. En

(1) Intensité comprise dans une fourchette allant de 1.43 à 3,54 l/kWh. Voir « Regional water consumption for hydro and thermal electricity generation in the United States » – Revue Applied Energy – mai 2017.

(2) Il s'agit des centrales en bord de rivière utilisant de l'eau douce ; les centrales en bord de mer ne sont pas concernées par les questions d'élévation de température et de débits.

France, EDF est représentée dans les instances des Agences de l'Eau de chaque bassin. Les actions d'EDF s'inscrivent pleinement dans les nouveaux schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) pour la période 2016-2021. EDF s'est dotée depuis 2003 d'une instance interne de coordination de l'eau pilotée par le Directeur Exécutif Groupe en charge des énergies renouvelables. En 2019, les négociations avec les parties prenantes du bassin RMC ont abouti positivement pour confirmer la valeur du débit minimum du Rhône à Bugey à 150 m^3/s. En 2019, EDF Norte Fluminenese (Brésil) est officiellement devenu membre du Comité de Bassin de la rivière Macae, tout comme Luminus en Belgique pour la Meuse (2017). La gestion opérationnelle de l'eau est assurée par une autre instance interne (GGE) chargé d'assurer le suivi permanent des stocks d'eau afin de coordonner les différentes contraintes de production et de gestion du multi-usages de l'eau. En 2019, les très faibles débits sur la Meuse et la Moselle ont entraîné la mise en application des restrictions d'évaporation définies dans les conventions internationales avec la Belgique et le Luxembourg : ces dispositions au bénéfice des usages en aval des centrales nucléaires frontalières ont été intégralement respectées, générant quelques pertes de production.

3.3.2.2.2 Air



Améliorer la qualité de l'air en transformant le parc de production (1)

EDF continue de faire évoluer son parc de production, ce qui participe à « Réduire de 50 %, entre 2005 et 2020, les émissions de SO_2, NO_x et poussières du parc thermique du Groupe ». (2)

Après la fermeture des tranches fioul de 700 MW en France, EDF annonce son projet de fermer la tranche charbon du Havre courant 2021. Dans les systèmes insulaires, les moyens de production thermiques les plus anciens seront arrêtés au fur et à mesure de l'arrivée de nouvelles installations moins émettrices. En parallèle, EDF poursuit sa démarche de modernisation et d'amélioration des performances environnementales de son parc thermique, jusqu'à être conforme en Europe aux Meilleures Techniques Disponibles. Dans les systèmes insulaires, des actions de réduction des émissions de NO_x sont menées, au cas par cas : optimisation des procédés de traitement des fumées (3), ou réduction du nombre d'heures de fonctionnement pour certaines turbines. À l'international, un Cycle Combiné Gaz comme celui de Norte Fluminense émet en deçà de sa valeur limite en NO_x de 25 ppm. Grâce à son futur système de traitement des fumées, le projet de CCG d'Edison, Marghera Levante (780 MW avec un rendement de 63 %), qui devrait être mis en service en 2022 pour remplacer deux anciennes installations, émettra une quantité de NO_x équivalente à 30 % de la limite de l'installation actuelle. EDF expérimente les biocombustibles en remplacement de combustibles fossiles : biomasse liquide sur un moteur à Molène, tout en mettant au point un combustible alternatif à base de bois déchets et de résidus ligneux pour alimenter les chaudières de Cordemais (4). En complément, le groupe EDF développe des technologies non émettrices de NO_x, SO_2 et propose des systèmes isolés 100 % EnR dans les systèmes insulaires, en complément d'actions de MDE et de sobriété énergétique.

Améliorer la qualité de l'air en soutenant les initiatives publiques dans ce domaine

EDF (5) dispose d'un savoir-faire historique sur la compréhension et la modélisation des rejets atmosphériques et l'aéraulique des bâtiments. Avec le CEREA (6), EDF R&D participe à l'effort scientifique en développant des modèles mis en open source (7). Cette expertise est mise au service de la communauté scientifique, ainsi que des collectivités. À Paris, Lille et en Haute Savoie, les véhicules du gestionnaire de réseau de distribution Enedis sont équipés d'un réseau de capteurs de qualité de l'air, Pollutrack. C'est la première flotte d'entreprise à contribuer à l'amélioration de la qualité de l'air en détectant et mesurant la pollution aux particules les plus fines et les plus dangereuses pour la santé. Citelum s'entoure de partenaires comme AirParif pour trouver des solutions innovantes afin d'améliorer la qualité de l'air. Une expérimentation est en cours en Île-de-France *via* l'installation de caméras et de capteurs sur des équipements urbains afin de mesurer, en temps réel, les flux de mobilité et les variations dans l'atmosphère. La comparaison des données issues des appareils connectés permettra d'identifier les sources de pollution dans l'air et de proposer les actions correctives nécessaires pour fluidifier la mobilité et minimiser son impact. Ce dispositif, testé dans le cadre d'AIRLAB (8), pourra être reproduit à terme dans d'autres villes. EDF contribue à des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique en s'impliquant dans l'Association pour la Prévention de la Pollution Atmosphérique (APPA) et le Centre Professionnel sur la Pollution Atmosphérique (CITEPA) et en étant un membre actif de la Société Française de Santé Environnement (SFSE).

EDF propose aussi des solutions visant à agir sur la qualité de l'air intérieur. La ville de Villiers-sur-Marne met en place un démonstrateur de référence mondiale de la qualité de l'air intérieur et extérieur qui s'appuie sur l'expertise scientifique d'EDF (9). L'approche est innovante et se veut « de la rue à la pièce à vivre », utilisant la modélisation numérique (10) pour créer un outil d'aide au dimensionnement. Dalkia accompagne aussi bien les établissements de santé sur la réglementation de la qualité d'air intérieur au sein des blocs opératoires, que les Établissements recevant du public. La mise au point de solutions passe par l'innovation et la co-construction. Avec la start-up ETHERA, Dalkia a développé NemoPool pour améliorer le confort des baigneurs et du personnel dans les piscines. Il s'agit d'une première mondiale, cet outil régulant le taux de trichloramines en agissant sur les systèmes de ventilation. Enfin, pour aider le client résidentiel à préserver son bien-être à domicile, la station connectée Sowee embarque une mesure de la qualité de l'air intérieur et une information sur le niveau de pollution de l'air extérieur.

Ces actions se traduisent en 2019 par des émissions de 18 kt de SO_2, 36 kt NO_x et 3 kt poussières au niveau Groupe.

Émissions de SO_2, NO_x et poussières dues à la production d'électricité et de chaleur (kt)	2019			2018			2017		
	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.
Groupe EDF	18	36	3	21	45	3	31	63	4
EDF	4	10	0,4	4	16	0,2	6	18	0,3

(1) Par ailleurs, et au-delà de son parc de production, EDF s'attelle à convertir sa flotte de véhicules à l'électrique dans le cadre du programme EV (cf. section 3.2.2.2.1 « Mobilité électrique »), réduisant du même coup les émissions de NOx et de poussières.
(2) Objectif au paragraphe 2.3 de la politique DD EDF Groupe. En 2005, les émissions étaient respectivement de 236 kt, 209 kt et 14 kt.
(3) Pour atteindre en 2020, une baisse de 12 % de la concentration en NOx pour les moteurs et 25 % pour les turbines.
(4) Dans le cadre du projet Ecocombust.
(5) Il s'agit plus particulièrement du Département MFEE d'EDF R&D.
(6) Centre d'enseignement et de recherche en environnement atmosphérique, laboratoire commun à EDF R&D et à l'École nationale des ponts et chaussées.
(7) Libre d'accès au code source.
(8) Le laboratoire de solutions innovantes pour la qualité de l'air d'Airparif.
(9) EDF R&D dans le cadre d'un programme de recherche piloté par le CEREA.
(10) CEREA/ENPC/EDF R&D.

3.3.2.2.3 Sols



La pollution des sols et des eaux souterraines figure au titre des impacts potentiels des activités industrielles du Groupe sur l'environnement. Le Groupe possède ou utilise en concession des actifs fonciers importants. Les politiques environnementales des entités visent à optimiser l'utilisation des sols et à prévenir tout impact sur ces milieux. L'utilisation des sols fait l'objet d'un suivi au titre des actions biodiversité (voir section 3.3.2.1 « EDF, entreprise responsable à l'égard de la biodiversité »).

Prévention des impacts

La prévention des impacts repose sur une approche de type « défense en profondeur » et des moyens de protection opérationnels sur tous les sites industriels : maintien en conformité des dispositifs de protection (barrière entre substances et environnement) ; maîtrise des opérations de gestion des effluents ; entretien et surveillance des ouvrages ultimes de rétentions ; maintien de la propreté radiologique et chimique surfacique des sols pour les sites industriels ; surveillance physico-chimique et radiologique de la qualité des eaux souterraines au droit des sites ; bassins de rétentions sur les lieux de stockage ; renforcement des moyens de protection lors des transports des combustibles ou déchets ; présence de kits d'urgence en cas de déversement et réalisation d'exercices associés ; ainsi que des procédures opérationnelles et une sensibilisation des exploitants et prestataires par des formations adaptées.

Ces mesures de prévention s'appuient sur les études de danger relatives aux ouvrages et s'enrichissent lors des réexamens périodiques.

Optimisation de l'utilisation des sols

Afin de maîtriser les situations, sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, les plans d'actions en place se composent de quatre étapes : l'inventaire des sites fonciers ; l'identification des pollutions potentielles ; l'analyse des sols ; leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution, d'élaborer un plan de gestion et d'envisager l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

En 2019, des rapports de base ont été élaborés en déclinaison de la directive européenne IED sur les sites de SEI et de Luminus (Seraing et Angleur) sans révélation de pollutions importantes. Des plans de gestion des sols ont été élaborés pour Belleville et Chinon et dans le cadre de la post-exploitation de sites en voie de déconstruction notamment à Dessel (Framatome). Des travaux de dépollution ont été menés au Havre, à Flamanville, à Hinkley point (passifs antérieurs au chantier) et les travaux de déconstruction ont débuté à Sarmato (Edison). EDF Hydro a mené des actions de valorisation agronomique des sédiments permettant la reconstitution de sols.

Des plans d'actions sont menés pour limiter le recours aux produits phytosanitaires. Le gestionnaire de réseau de distributon Enedis a pour objectif d'atteindre le « zéro phyto » en 2020 pour entretenir les espaces verts des sites tertiaires et à compter de 2024 pour les sites industriels (postes-sources). La Direction Immobilière d'EDF s'est fixée comme objectif zéro produit phytosanitaire en 2020 pour ses 123 sites tertiaires. 119 sites ont atteint cet objectif en 2019. D'autres entités n'utilisent plus de produits de ce type [1]. Les actions reposent sur des techniques alternatives au désherbage chimique (mécaniques, thermiques…), à des protocoles de gestion de la végétation pour EDF Renouvelables et EDF R&D (gestion différenciée, moutons, etc.), ainsi que des prescriptions vis-à-vis des entreprises en charge de l'entretien des espaces. Ils sont accompagnés de programme de formation et de sensibilisation.

3.3.2.2.4 Ressources



Combustibles

Le Groupe utilise des matières premières pour la production d'électricité et de services énergétiques à ses clients. Les combustibles en constituent une part significative : uranium, gaz, charbon, gaz, fuel et biomasse. Les consommations d'électricité essentiellement pour les auxiliaires des moyens de production (environ 20 TWh/an) sont majoritairement de l'autoconsommation [2]. La politique de développement durable vise à préserver les ressources naturelles et à optimiser la consommation de matières premières tout en garantissant l'alimentation des clients. Le Groupe a choisi d'actionner plusieurs leviers :

- l'évolution de son mix de production avec le développement des énergies renouvelables, le déclassement de centrales thermiques, la mise en service de CCG à fort rendement (Projet Marghera Levante d'Edison vise le record européen de rendement à 63 %), l'utilisation de la biomasse par Dalkia, la modernisation du parc thermique des systèmes insulaires et le remplacement des moteurs des centrales dans les DOM ;
- l'optimisation des installations existantes : amélioration de l'efficacité énergétique ou du rendement (SEI, Dalkia, EDF Energy, MECO) par des actions de maintenance, de modification, de prescriptions en termes de qualité des combustibles et de surveillance renforcée des niveaux de rendement ou de cogénération (e-monitoring) ;
- le choix en temps réel des moyens de production les plus performants en fonction de la courbe de charge et selon leurs performances énergétiques. Ces optimisations sont renforcées avec la certification ISO 50001 des sites thermiques (Saint-Pierre et Miquelon en 2019). Dalkia utilise un outil de gestion des énergies permettant d'optimiser l'utilisation des combustibles des installations énergétiques et renforce son taux d'utilisation des ENR en substitution d'énergie fossile ;
- la mise en œuvre d'une stratégie d'économie d'uranium naturel : la maîtrise par EDF de chacune des étapes du cycle du combustible, la conception de combustibles performants et une gestion adaptée de ce combustible dans les cœurs des tranches nucléaires contribuent à optimiser le besoin en uranium naturel (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Le recyclage du combustible usé permet d'économiser 10 % d'uranium naturel ;
- le modèle d'activité du Groupe s'appuyant sur la maîtrise du cycle complet de vie de ses installations permet de disposer d'un retour d'expérience efficace et de mettre en place des démarches d'écoconception qui se développent dans les centres d'ingénierie à l'image du projet EPR 2 (allongement de la durée de vie des cables d'instrumentation du cœur). Dans le cadre de son système de qualification de ses fournisseurs, EDF Renouvelables, dont l'utilisation des matières premières est liée à la fabrication des équipements, demande la fourniture des analyses de cycle de vie de leurs produits aux turbiniers et fabricants de panneaux. Parallèlement des analyses cycles de vie sont menées sur le parc éolien afin d'optimiser l'utilisation des matières ;
- le Groupe développe également des démarches d'écologie industrielle entre ses différentes entités ou en appui des collectivités territoriales *via* une offre de service s'appuyant sur l'outil RECYTER de diagnostic territorial des flux de matières et d'énergie développé par EDF R&D.

Globalement, les consommations des différents combustibles fossiles ont continué à baisser en 2019 : charbon (- 60 %), fioul lourd (- 4 %), gaz (+ 7 %). La consommation de charbon a poursuivi la baisse observée dès 2018 consécutivement aux fermetures de centrales. La consommation de gaz a légèrement progressé en compensation d'une production nucléaire moindre et d'une hydraulicité déficitaire en début d'année. Il est à noter une forte progression de l'utilisation de biomasse (+ 36 %) à 3 Mt et de bois (+ 70 %) à 2,1 Mt en relation avec le développement des énergies renouvelables au sein du mix de Dalkia.

(1) Cyclife, Edison, Luminus, EDF Norte Fluminense, Enedis, EDF Hydro ; ÉS a abandonné tous produits à base de glyphosate.
(2) La production d'électricité nette prend en compte cette autoconsommation.

Dans les activités commerciales, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie participent à la préservation des ressources. Lors des grands chantiers liés aux investissements réseaux (ÉS, Enedis), hydrauliques, nucléaires et thermiques, l'utilisation de matériaux recyclés est encouragée (granulats, terres, bétons, etc.) et les matériaux déposés sont valorisés (voir section 3.3.2.2.6 « Déchets conventionnels et économie circulaire »). La R&D développe des programmes visant à réduire l'utilisation des matières premières à l'image de la création de Zinium, filiale du Groupe dédiée au développement de batteries zinc – air. Cette technologie utilise des matériaux faciles d'accès et non polluants.

Concernant les usages tertiaires, un vaste programme de limitation des déplacements a été mis en place dans de nombreuses entités du Groupe (EDF, Edison, Citelum, NTPC, etc.) avec recours massif aux vidéo-conférences et au télétravail. Pour EDF, la durée d'utilisation de l'outil LYNC est passée de 82 millions de minutes à environ 130 millions en 2019.

La question de la rareté potentielle de certaines ressources fait l'objet d'une veille en relation avec les métiers concernés qui mettent en œuvre les mesures adaptées à chaque situation. La veille sur ces sujets, présentée au Comité exécutif, alimente les études prospectives relatives aux activités futures du Groupe.

Consommations internes

EDF SA a pour ambition de réduire la consommation d'électricité sur tous ses sites tertiaires de 2 % par an entre 2018 et 2021 en passant d'une consommation de 152,5 kWh/m^2 en 2018 à 146 kWh/m^2 en 2021 soit une économie estimée à 58 GWh sur la période. Différentes mesures sont mises en place pour atteindre cet objectif ambitieux : la densification de l'occupation, des travaux de rénovation lourds, l'amélioration de la conduite des bâtiments (éclairage LED, horloge…), le renouvellement du parc par la libération de vieux sites et la prise à bail de sites performants. Partir du ratio au m^2 a permis de prendre en compte l'impact du renouvellement du parc dans le calcul des économies réalisées et, par extrapolation, les économies générées par les surfaces libérées. En 2019, le réalisé est en phase avec l'objectif avec une consommation de 149,1 kWh/m^2 (soit - 2,2 %).

Des actions de sensibilisation (vidéos, animation du réseau social interne) à l'économie de ressources (énergie, eau, plastique avec la distribution de gourdes aux salariés pour éviter l'usage de bouteilles en plastique à usage unique) sont régulièrement conduites dans l'ensemble du Groupe.

Papier

Depuis 2012, EDF a mis en place une politique de réduction de consommation de papier avec deux catégories d'actions :

Le développement de la facturation électronique pour les clients particuliers en remplacement de la facture papier : ce développement est favorisé par l'adoption en mai 2019 de la loi Pacte qui permet aux fournisseurs d'énergie de proposer la facture électronique par défaut aux clients (sous réserve d'*opt out*).

La mise en place d'un objectif de réduction d'achat de papier de bureau : en quatre ans, le volume annuel des impressions d'EDF a été divisé par deux, passant de 400 millions de pages en 2015 à 200 millions en 2019.

L'accord d'intéressement sur la période 2017-2019 contient un critère développement durable et numérique assis sur le critère, qui pèse 10 % du total, de baisse de 15 % en pourcentage annuel du nombre des impressions réalisées sur toutes les imprimantes connectées. Pour inciter le personnel à réduire les impressions papier, plusieurs mesures ont été mises en place : diminution du parc d'imprimantes, suppression des imprimantes individuelles, impression recto verso de base, généralisation des impressions sécurisées avec mot de passe et enfin, sur certains sites, des campagnes chiffrées et ciblées sont réalisées. L'objectif a été dépassé en 2017 (- 19 %), atteint en 2018 (- 15,4 %) et à nouveau dépassé en 2019 (- 18 %). Par ailleurs, 100 % du papier utilisé est FSC (recyclable et neutre en CO_2) et dispose du label « fleur européenne ».

3.3.2.2.5 Déchets radioactifs

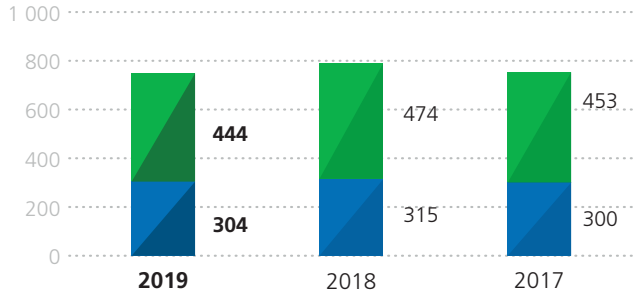
La France dispose d'un cadre législatif et réglementaire exigeant qui structure la gestion industrielle des déchets et matières radioactifs, prévoit les compléments et améliorations nécessaires, et sécurise le financement de l'ensemble. Le Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs (PNGMDR) en est une composante essentielle. Piloté par la DGEC et l'ASN et actualisé tous les 3 ans, le PNGMDR définit les orientations de la gestion des matières et déchets radioactifs en France, identifie les études, actions et développement de filières ou d'installations nécessaires. Les parties prenantes (dont les associations) sont impliquées dans ces travaux.

Pour la première fois, le PNGMDR 19-21 (5e édition) a fait l'objet d'un débat public qui s'est tenu en 2019.(1)

EDF, acteur de la gestion de ses déchets, a mis en place un dispositif industriel de gestion de ses déchets d'exploitation et de démantèlement, qui permet d'ores et déjà une gestion sûre de tous les déchets issus de la production d'électricité d'origine nucléaire, dans le respect de l'environnement et de la santé des populations et des personnels concernés. EDF continue à travailler à renforcer ce dispositif de manière à optimiser cette gestion. En particulier, EDF s'attache à réduire « à la source » les quantités et la nocivité des déchets produits *via* des dispositions de conception, l'optimisation et l'adaptation du zonage déchets, la définition et l'optimisation des opérations d'assainissement des sols et structures dans les principes des guides ASN et le développement et la promotion de bonnes pratiques d'exploitation en tirant parti de l'effet parc des tranches REP. En complément, les installations de fusion et d'incinération de Centraco permettent de réduire encore les volumes de déchets stockés.

Concernant les matériaux métalliques dont l'activité est très en dessous des seuils d'innocuité, EDF soutient l'homogénéisation de la réglementation française avec le cadre réglementaire Européen (seuils de « libération ») pour permettre, après traitement et contrôle dans une installation dédiée, le recyclage dans le domaine conventionnel d'une part importante des matériaux métalliques issus de la déconstruction. En effet, actuellement, en France, tout déchet issu d'une « zone à production potentielle de déchets nucléaires », quelle que soit son activité, est considéré comme déchet radioactif et ne peut être recyclé hors du domaine nucléaire.

EDF, entreprise responsable à l'égard de l'environnement



Royaume-Uni : volume de déchets radioactifs solides à faible activité évacués (m^3)

France : volume de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité Vie Longue (m^3)

Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ».Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n 4 « Gestion des déchets radioactifs et déconstruction des centrales » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité »

Pour une description détaillée, voir la section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » ; voir également la section 3.4.1 « Indicateurs ».

(1) Voir section 1.4.1.1.4 «Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ».

3.3.2.2.6 Déchets conventionnels et économie circulaire



Économie circulaire

En cohérence avec la transition énergétique, le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur, une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise et a inscrit cet axe dans sa politique de développement durable. L'électricité est un vecteur de transformation des économies par le développement de nouveaux usages qui apportent un meilleur confort en réduisant l'utilisation des ressources naturelles (mobilité électrique, nouveaux services énergétiques). Les principes de l'économie circulaire nourrissent la conduite managériale de l'entreprise et concernent de nombreux domaines au-delà de la seule gestion des déchets [1] notamment l'énergie, cœur de métier du Groupe, les ressources (voir section 3.3.2.2.4), les sols (voir section 3.3.2.2.3) et l'eau (voir section 3.3.2.2.1).

Des actions concrètes sont menées sur le terrain notamment dans le domaine de la récupération d'énergie au sein de nos process ou de ceux de nos clients mais également en favorisant le réemploi de nos matières et matériels dans le cadre de nos chantiers de construction ou de déconstruction du parc de production. La conception des installations par les entités d'ingénierie s'appuie sur des démarches d'écoconception intégrant l'empreinte environnementale tout au long du cycle de vie. EDF Renouvelables, qui étudie les impacts des technologies éolienne et solaire (de l'extraction des matières premières au démantèlement) porte une attention particulière sur la fin de vie des équipements et leur recyclabilité.

Valorisation des produits de combustion et des matériaux

Le Groupe a mis en place depuis de nombreuses années des boucles vertueuses de réutilisation des produits liés aux installations thermiques et des matériaux utilisés lors des chantiers. Les cendres volantes de combustion, le gypse produit par les installations de désulfuration sont intégralement valorisés par toutes les installations de production thermique que ce soit en Europe (France, Grande-Bretagne) ou en Chine. Au total, des centaines de milliers de tonnes de cendres sont utilisées en technique routière ou en industrie cimentière. En France, la production thermique fossile d'EDF a produit 31 340 tonnes de cendres en 2019 et 113 971 tonnes ont été valorisées en filière ciment-béton (déstockage de stocks anciens).

Dalkia développe l'usage de déchets comme combustible, ce qui valorise en énergie une fraction de déchets biomasse non utilisée précédemment (résidus de coupes forestières). Les matériaux concernés par les travaux de construction sont très largement réemployés à l'exemple des chantiers suivants : chantiers Post-Fukushima des sites nucléaires, chantiers d'enfouissement (ÉS).

En France, afin de trouver d'autres leviers de valorisation de ces matières, le Groupe a engagé des travaux de recherche pour une meilleure valorisation des cendres, des sédiments et des boues et participe activement aux travaux de l'association RECORD pour développer des méthodes et des outils en relation avec d'autres industriels [2]. EDF a participé avec l'association OREE, l'ADEME et le ministère de la Transition écologique à la rédaction du guide de la déconstruction. Les essais des années antérieures à la production hydraulique pour valoriser les sédiments en tant que sols se sont concrétisés par de hauts niveaux de valorisation en 2019. Dalkia Wastenergy participe activement à un projet de recherche appelé TERRACOTA de valorisation des Combustibles Solides de Récupération CSR soutenu par l'ADEME.

Déchets conventionnels

Les déchets dits conventionnels sont les déchets évacués dans l'année vers une filière extérieure. Les déchets stockés sur site en attente d'évacuation, les matériaux réemployés sur site (cas de terres et gravats) et les équipements faisant l'objet d'un réemploi (ventes, dons) ne sont pas comptabilisés. Ils ne comprennent pas les déchets radioactifs (voir section 3.3.2.2.5). Les cendres de charbon et le gypse issus du process font l'objet d'un bilan spécifique [3]. Les déchets de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent *reporting* lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF.

De par son modèle d'activité de la conception à la fin de vie, le groupe EDF génère des déchets lors des différentes phases de vie de ses actifs : phases de chantiers (construction, déconstruction, maintenance lourde), phases d'exploitation (process et maintenance), mais aussi déchets des activités tertiaires. Dans sa politique de développement durable, le groupe EDF s'engage à éviter de produire des déchets issus de ses installations et activités. Appuyée par le système de *management* environnemental, la gestion des déchets conventionnels s'inscrit dans le cadre de la réglementation en vigueur, respecte leur hiérarchie de gestion et privilégie la réduction à la source notamment par la réparation, le réemploi, le recours aux produits éco-conçus et aux eco-produits, le tri, la valorisation matière.

Actions de réduction des déchets conventionnels

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche de progrès permanent, fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit. Elles disposent de plans d'actions visant à limiter la production de déchets et intégrés dans les programmes d'action des systèmes de *management* (EDF, ÉS, Dalkia, Luminus, EDF Energy) avec des indicateurs associés (quantité de déchets évités, économies réalisées sur la gestion des déchets, quantité d'équipements réemployés, etc.). Plusieurs leviers d'action sont utilisés : des procédures internes (anticipation des chantiers : schémas d'organisation de la gestion des déchets systématiquement élaborés préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance, conventions de vente ou dons pour réemploi), des prescriptions dédiées dans les cahiers des charges, des solutions techniques innovantes (séparation eau/huile des effluents hydrocarburés, décapage de l'amiante), de nombreuses actions de sensibilisation du personnel et des prestataires (communication, formations, guide de prévention déchets comportant de nombreuses bonnes pratiques, *e-learning*), des démarches de réduction de la dangerosité des déchets avec la limitation de l'utilisation de produits dangereux (voir section 3.1.2.4.4).

Un « Concours prévention déchets » en place depuis 2011 et élargi à l'ensemble du Groupe depuis 2016 recense les bonnes pratiques. Les activités de réemploi en interne Groupe ou avec l'externe se développent fortement en lien avec les cessations d'activité d'unités de production (thermique) et avec l'appui d'outils de mise en relation.

Gestion et valorisation des déchets conventionnels

En complément de la prévention, la politique environnementale du Groupe vise à améliorer la valorisation des déchets produits par les actions suivantes : développer la réutilisation des pièces et matériels notamment lors des déconstructions ; trier efficacement les déchets et les envoyer dans des filières de valorisation ou des filières dédiées (Contrats PV Cycle ou First Solar d'EDF Renouvelables pour les panneaux en fin de vie, location des matériels informatiques à la DSP) ; développer des partenariats avec des acteurs du recyclage (RECYLUM pour Citelum, Ateliers du Bocage pour les cartouches d'imprimante) ; mettre en œuvre des pré-traitements sur site de différents déchets, afin de limiter le volume de déchets dangereux produits et de favoriser la valorisation de la fraction restante (concentration des hydrocarbures).

La politique de développement durable d'EDF a fixé un objectif de valorisation de l'ensemble des déchets de 90 % pour l'ensemble du Groupe d'ici 2021. Les résultats se maintiennent à des niveaux élevés.

Gestion et valorisation des déchets conventionnels (groupe EDF)	2019	2018	2017
Volume déchets industriels conventionnels évacués en voie de valorisation *(en tonnes)*	631 367	414 627	518 591
Taux de valorisation déchets *(%)* – groupe EDF	92,4	87,1	85,0
Taux de valorisation déchets *(%)* – EDF	96,9	92,4	93,0
Taux de valorisation déchets *(%)* – EDF UK	78,5	95,7	96,8

(1) Concernant le gaspillage alimentaire, EDF ne considère pas cette information comme une information significative. Au regard de son analyse de matérialité, EDF n'estime pas matérielles les informations liées aux modifications de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce, s'agissant de la précarité alimentaire, du bien-être animal et de l'alimentation responsable, équitable et durable.

(2) Parmi les nombreux exemples, citons la fourniture gratuite des eaux tièdes de la centrale de Gravelines à la ferme aquacole Aquanord, où grâce à l'installation de canalisations récupérant l'eau tiède dans le canal, la ferme aquacole en reçoit 10 m3 par seconde, sans système de chauffage d'eau (voir guide EDF économie circulaire et territoires, 2020).

(3) Compte tenu des quantités produites et des débouchés qui permettent leur valorisation (filière cimentière principalement).

En 2019, la production totale de déchets conventionnels s'élève principalement à 613 259 t en France, 19 706 t au Royaume-Uni, 31 265 t en Italie, 1 319 t en Belgique. Les déchets éliminés en centre d'enfouissement sont ceux qui n'ont pas de filières de valorisation : boues de traitement des fumées (désulfuration) ou des effluents contenant des substances dangereuses (les arrêtés préfectoraux d'autorisation imposent l'enfouissement), calorifuges et isolants minéraux (filière non disponible), déchets en mélange assimilables à des ordures ménagères. Les évolutions d'une année sur l'autre sont influencées par les investissements et les programmes de déconstruction. En 2019, une opération de curage (périodicité de 10 à 15 ans) de la retenue de Serre-Ponçon en France a généré près de 280 000 t de sédiments considérés comme des déchets mais intégralement valorisés auprès de carriers locaux. Par ailleurs ; les productions des autres entités sont relativement stables en lien avec la suite des grands projets d'EDF (« Grand carénage » du parc nucléaire, déconstruction centrales thermiques en France et dans les îles).

3.3.3 EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés et de ses prestataires

3.3.3.1 EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés (ORE n° 2)

Au-delà des enjeux environnementaux pris en compte dans la Stratégie du Groupe, EDF demeure un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de professionnalisme et d'implication de ses salariés.

Ainsi en 2019, le groupe EDF a poursuivi son plan de transformation et d'amélioration de l'organisation du travail au travers des objectifs suivants : développer la responsabilisation, simplifier les modes de fonctionnement et favoriser l'innovation et le recours au numérique avec une priorité accordée à la santé et à la sécurité des salariés. De nombreuses initiatives et démarches sont développées au sein du Groupe et contribuent à faire évoluer l'organisation, les conditions de travail et la qualité de vie au travail et le bien-être des salariés. Le 12 novembre 2019, un accord « mobilité durable » a été signé au niveau du Groupe en France pour développer des organisations du travail plus respectueuses de l'environnement et de la santé et du bien-être des salariés, avec l'ambition d'être un « employeur bas-carbone » (voir section 3.3.3.1.1 « Employabilité des salariés et renforcement de l'ascenseur social interne »).

Le Groupe promeut également le développement d'organisations plus responsabilisantes. Avec le projet « osons la confiance » il soutient les démarches ou initiatives des entités fondées sur la confiance et la responsabilisation au sein des équipes afin d'améliorer dans le même temps la performance opérationnelle et la qualité de vie au travail.

Par ailleurs, l'ensemble des salariés et sous-traitants du Groupe Monde sont couverts par les dispositions de l'accord Cadre Mondial sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise, signé en 2018, qui définit de grands principes sur plusieurs champs : le respect et l'intégrité, le développement des femmes et des hommes, le dialogue et la concertation, le soutien aux populations et l'impact des politiques de l'Entreprise sur les territoires. Les filiales du Groupe le portent notamment en l'intégrant dans leurs plans d'actions stratégiques dans une logique de progrès. Des projets locaux démontrent une volonté de valoriser l'accord comme vecteur de dialogue social, d'évolution de politiques (accessibilité numérique), d'innovation (projet d'économie circulaire). Le pilotage de l'accord se fait dans une démarche collaborative, tout comme cela avait été réalisé à l'occasion de la négociation monde, avec l'ensemble des organisations syndicales. Un guide de déploiement pour les *managers* a été co-rédigé avec les organisations syndicales du Comité de Dialogue Social de l'accord mondial, Comité de suivi de l'accord. Le plan de vigilance est construit en relation avec le Comité de suivi de l'accord composé de représentants des salariés et va donner lieu à une formation des organisations syndicales et des DRH du Groupe. La gouvernance de cet Accord a été récompensée, le 25 novembre 2019 lors de la 7e nuit de la RSE, par une médaille de Bronze dans la catégorie « meilleure démarche collaborative à fort impact sociétal et/ou au service des parties prenantes et de la performance de l'entreprise ».

En 2020, les objectifs de mise en œuvre de l'accord RSE seront traduits au sein de l'ensemble des filiales et Directions concernées, dans le cadre de plans d'actions RSE (valorisation des actions déjà menées et objectifs de progression à venir, intégration à la stratégie…) et centralisés par la Direction du Dialogue Social.

Les membres du Comité de suivi de l'accord construiront une feuille de route définissant des indicateurs de progression par articles.

3.3.3.1.1 Employabilité des salariés et renforcement de l'ascenseur social interne

Les effectifs du Groupe : stabilité dans un contexte en transition

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élèvent à 164 727 salariés au 31 décembre 2019, dont 5 sociétés avec un effectif de plus de 10 000 salariés : EDF (63 962), Enedis (38 754), Framatome (14 630), Dalkia (16 563), EDF Energy (13 190). Cet effectif global diminue très légèrement par rapport à fin 2018 (- 0,6 %) dans un contexte de transition énergétique, d'évolutions technologiques et de pression concurrentielle accrue en France et au Royaume-Uni.

80 % de l'effectif est français, 96 % de l'effectif est situé en Europe (dont France), et 4 % hors d'Europe.

Effectifs du Groupe en France

Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 131 099 salariés au 31 décembre 2019, effectif stable sur les deux dernières années hors effet de la modification des règles de comptabilisation géographique des effectifs des sociétés du Groupe [(1)]. Cette stabilité relative de l'effectif traduit une évolution contrastée des sociétés du Groupe EDF en France. Les sociétés de services et de prestation dans le nucléaire sont en forte croissance pour accompagner le développement de leur activité (notamment + 8,3 %pour Citelum, + 2.8 % pour Dalkia, + 2,9 % pour Framatome, + 20 % pour Cyclife en France, déconstruction).

EDF poursuit sa transformation et adapte son modèle d'activité (nouveau nucléaire, développement du renouvelable, développement de nouvelles offres commerciales (notamment) digitales, mobilité électrique, optimisation des fonctions support, digitalisation des processus tertiaires internes, développement ciblé à l'international…). Ces adaptations conduisent à une diminution progressive des effectifs (- 2,1 % depuis fin 2018). Il a par ailleurs été proposé en 2019 un plan de départ anticipé volontaire aux salariés des Directions en décroissance d'activité : près de 900 salariés y ont adhéré et quitteront l'entreprise EDF dans les 3 ans à venir. Un travail de prospective a été réalisé à l'échelle du Groupe avec l'ensemble des filiales afin d'envisager la transformation du corps social et de certains métiers clé pour les entreprises pour adapter les effectifs et compétences à court, moyen et long terme, et développer les parcours professionnels intra-Groupe.

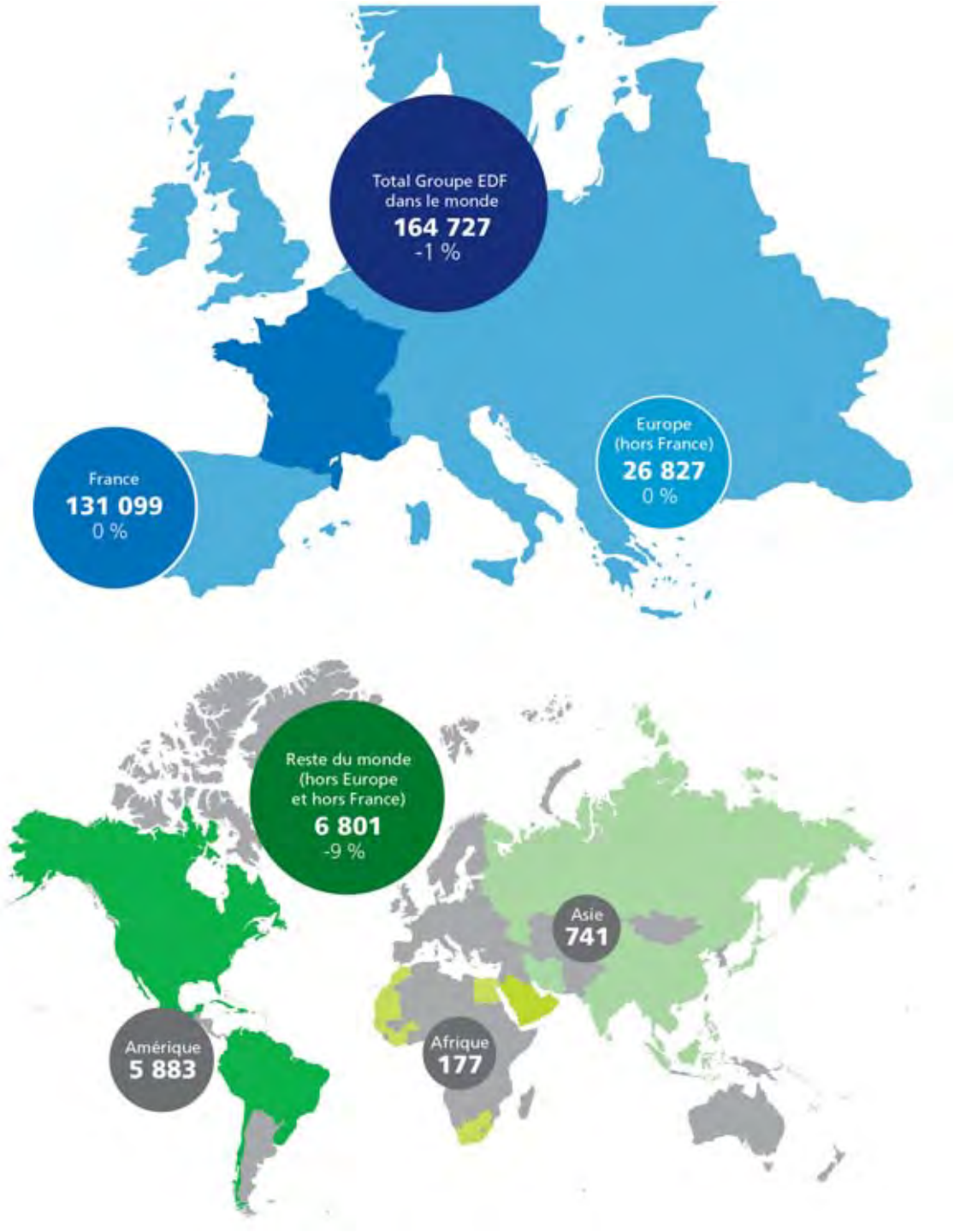
Effectifs du Groupe à l'international [(2)] : 85 % de l'effectif international est européen

20 % de l'effectif est situé en dehors de France. Il est stable et repose essentiellement sur le développement de Dalkia, Citelum et Cyclife, ainsi que la présence d'EDF Energy, EDF Renouvelable, Framatome et Edison en Europe. Le reste des effectifs se situe essentiellement en Amérique (5 883), en Asie (741) et dans une moindre mesure en Afrique (177). Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs des filiales et participations internationales retenues dans le périmètre de consolidation du Groupe EDF ainsi que l'évolution de leur effectif depuis fin 2018.

(1) À compter du document de référence 2018, une évolution du système d'information EDIFIS permet de comptabiliser les effectifs au pays auquel ils sont dûment rattachés géographiquement, et non au pays dans lequel se situe le siège social de la Société. Les chiffres et % d'évolution annoncés dans la suite du chapitre, prennent en compte cette nouvelle règle de comptabilisation géographique des effectifs.

(2) Filiales consolidées.

Effectifs du groupe EDF dans le monde au 31 décembre 2019



Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs au 31 décembre 2019 du Groupe dans le monde :

	2019	Évolution
France	131 099	- 0,24 %
Europe (hors France)	26 827	- 0,31 %
Reste du monde	6 801	- 8,96 %
TOTAL GROUPE EDF DANS LE MONDE ✓	**164 727**	**- 0,64 %**

✓ *Indicateur 2019 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.*

Recrutements

Le groupe EDF l'un des premiers recruteurs industriels en France avec plus de 8 135 salariés embauchés en CDI, CDD et alternance en 2019. EDF a fait de l'alternance un élément clé de son sourcing de compétences et de son ambition humaine avec 7 200 alternants présents en 2019, soit plus d'un alternant sur 100 en France formé par le groupe EDF. Le groupe EDF est par ailleurs un acteur majeur de l'inclusion des jeunes avec 15 % des alternants issus de quartier prioritaires, 15 % issus de zones rurales.

Les recrutements sont ciblés prioritairement sur les métiers techniques, en tension, rares, ou en développement. La part des cadres dans les recrutements externes s'est maintenue aux alentours de 28 % à l'échelle du Groupe de même que la part des recrutements de femmes dans un contexte de baisse d'attractivité du secteur industriel.

Fort de sa marque employeur, EDF, qui ne cesse d'innover pour maintenir à un haut niveau l'attractivité du Groupe, garde sa place de premier énergéticien auprès des étudiants d'écoles d'ingénieurs dans tous les classements (Universum, Randstad, Epoka), est considéré comme un des meilleurs employeurs du classement Glassdoor, et a été par ailleurs déjà jugé champion de la parité hommes-femmes du classement Capital 2018. Le classement Happy Trainees, qui mesure le niveau de satisfaction des alternants et stagiaires, place EDF en 3e position des entreprises accueillant plus de 1 000 jeunes.

L'image digitale du groupe EDF sur la partie recrutement a été reconnue par les Trophées du capital Humain.

La ré-internalisation du sourcing externe et l'utilisation de méthodes agiles ont fourni en 2019 des résultats probants sur la qualité des recrutements et le raccourcissement des délais de sélection des candidats. L'offre de sourcing interne a connu un grand succès auprès des entités. Véritable cabinet de chasse interne, le dispositif permet de sourcer les compétences en interne de toutes les Directions du Groupe en France (EDF et filiales). Cette organisation garantit également la mise en œuvre de la stratégie emploi du groupe EDF qui donne la priorité à la mobilité interne et aux redéploiements sur les recrutements externes.

En 2019, 91 % des postes vacants ont été pourvus par des mobilités internes. Ceci résulte d'actions volontaristes favorisant l'employabilité de ses salariés : dix séminaires « RéGlo » déclinés dans chaque région pour recruter et accompagner la mobilité Groupe visant à expliciter les aspects réglementaires des mobilités au sein du Groupe, forums emplois internes, e-forums régionaux à destination des salariés, expérimentations favorisant la mobilité fonctionnelle des salariés (contrats d'engagements réciproques, contrats d'avenir en cas de fermetures de sites). L'accompagnement des directions en décroissance s'est appuyé sur la mobilisation d'un projet *ad hoc* baptisé *My Job* reposant sur la mise en visibilité de viviers de salariés qualifiés et une solidarité inter-directions pour EDF. En 2019, près de 920 salariés ont ainsi trouvé un emploi en adéquation avec les besoins du Groupe.

Pour couvrir les besoins de compétences à enjeux pour 2020, le groupe EDF a initié en 2019 la mise en place de promotions en alternance [1] interne de salariés en reconversion sur des postes répondant à ses enjeux de gestion prospective des ressources humaines. Plusieurs promotions de salariés en alternance ont été conçues en partenariat avec l'université Paris Saclay et Global Knowledge [2] en vue notamment de devenir data analyst.

Pour lever les freins à la mobilité, un projet d'envergure associant l'ensemble des métiers et des régions s'attache à simplifier les processus, en favorisant la transparence et en accompagnant les salariés dans leurs démarches, comme par exemple la possibilité ouverte aux salariés de candidater sur certains emplois éloignés de leur domicile sans qu'ils aient besoin de déménager (Mon Job en Proximité), ou de faciliter l'échange sur les questions financières (le bilan financier avant/après). Une réflexion de fond sur la manière dont l'entreprise accompagne la mobilité est par ailleurs engagée.

Le groupe EDF agit de façon responsable dans le cadre de la promotion de la diversité et du respect des droits humains aux côtés de ses parties prenantes : salariés, sous-traitants, représentants du personnel. Son action s'étend également aux populations en tant que contributeur au développement des territoires sur lesquels il opère.

Le développement des compétences : investir dans le développement des compétences tout au long de la carrière

Une nouvelle politique

Le groupe EDF s'est doté d'une nouvelle politique « Groupe France » [3] de développement de compétences qui met au premier plan l'investissement dans l'évolution des compétences, en cohérence avec le cadre stratégique d'entreprise CAP 2030, qui prépare le Groupe de demain. Cette nouvelle ambition, désormais commune à toutes les sociétés du Groupe en France, vise aussi à transformer les pratiques en matière de formation et de professionnalisation, et à les adapter à une évolution toujours plus rapide des métiers, au service de l'employabilité à long terme des salariés, et pour permettre leur adaptation continue aux besoins des métiers et des filiales au meilleur coût. Cette politique poursuit les finalités suivantes : sécuriser les besoins en compétences des métiers, et préparer les emplois de demain ; permettre l'employabilité des salariés ; considérer que la formation est un investissement dans le capital humain ce qu'illustrent les 594 millions d'euros consacrés par le Groupe en 2019 au développement des compétences

Cette politique confirme les axes de travail que sont l'évaluation des formations, pour la mesure du transfert des acquis et de leur mise en œuvre ultérieure ; la digitalisation des ressources de développement des compétences, pour répondre aux nouveaux besoins d'apprentissage et améliorer l'accessibilité de certaines formations, dans le cas où la pertinence pédagogique et économique a été confirmée ; l'élargissement de la palette de modalités au-delà de la formation dite classique (acquisition ou développement de capacités et de connaissances professionnelles), pour intégrer et développer la professionnalisation (ancrage des acquis en compétence principalement en situation de travail) et permettre des parcours de plus en plus variés, qui combinent les avantages de toutes les modalités disponibles dans une perspective de parcours de développement des compétences en *blended-learning* ; ainsi que la nécessité d'un meilleur accompagnement de la mobilité interne, des reconversions, et la poursuite des efforts en matière d'alternance, de formations promotionnelles et d'accompagnement au changement de collège.

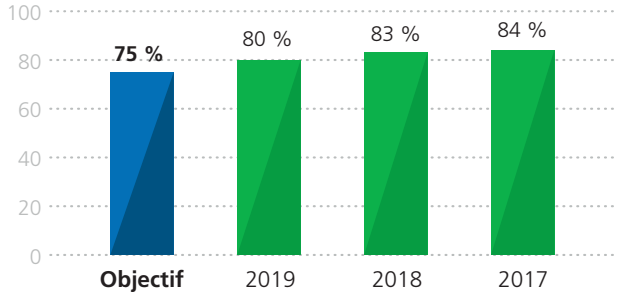
Le développement de l'employabilité des salariés

Le Groupe poursuit le travail d'amélioration de l'accessibilité et de la compréhension de l'offre de formation disponible : cela passe par l'utilisation de l'intranet Groupe et par la visibilité accrue de l'offre rendue possible par le lancement du module formation du nouveau SI RH « MyHR ». En 2020, les plateformes internes de mise à disposition des modules *e-learning* seront regroupées et leur accessibilité simplifiée. L'offre de formation disponible autour des compétences transverses (langues, bureautique, qualité des écrits, communication orale, posture professionnelle, développement personnel, qualité) est renforcée par la mise à disposition de plateformes numériques dédiées. Le travail sur l'accessibilité de la formation répond à l'un des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (voir tableau ci-dessous), et également à un des axes de la nouvelle politique. Il permet à la fois de mesurer et d'assurer la convergence entre les filiales France sur cet engagement « Groupe », et également de piloter l'effort permanent de l'entreprise, et de l'ensemble de ses Directions métier, pour pérenniser l'employabilité de ses salariés dans la durée.

(1) Voir aussi section 3.3.3.1.1 « Employabilité des salariés et renforcement de l'ascenseur social interne - Le développement des compétences ».
(2) Global Knowledge est le plus grand groupe de formation dans le monde dédié IT et Méthodes.
(3) Sont concernées les filiales ayant leur siège social en France et employant plus de 50 salariés.

EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés

Taux de salariés ayant bénéficié d'une formation dans l'année (%)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°11 « Attractivité de l'entreprise » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

Au-delà de l'offre de formation et de son accessibilité, le Groupe investit dans la conception et la diffusion de pratiques liées à l'amélioration des modes et des processus d'apprentissage. Plusieurs expérimentations sous forme de groupes d'expression salariés-*managers* ont permis de valider une méthodologie reproductible, l'objectif étant de mesurer l'efficacité des formations à travers le caractère apprenant des organisations (« l'entreprise apprenante »), devenant ainsi la matrice d'ancrage des savoirs et compétences acquis, au-delà des bénéfices individuels. La combinaison d'actions de formation et d'actions de professionnalisation (transformation des acquis en compétences avérées, au contact de la réalité de l'activité professionnelle), renforce l'impact des actions et l'efficacité pédagogique.

Pour ce qui concerne la mobilité interne, le Groupe a lancé avec succès un dispositif de formation en alternance interne qui permet de déployer reprofessionnalisation et reconversion, dispositif nommé IT Pilot, et qui vise à amener des salariés vers des métiers émergents, comme par exemple le métier de *data analyst* dans ce cas précis. Ces actions ont vocation à être plus largement développées dès 2020. L'appui à la gestion des parcours professionnels dans la durée se poursuit aux différents moments de la carrière, et est amplifié par exemple par la mise en place d'e-forums de la mobilité, accessibles à tous, qui fournissent une visibilité régionale des opportunités de postes et de mobilités. Les mutations inter-directions sont en hausse et confirment l'efficacité des dispositifs d'accompagnement : 2/3 de ces mutations se sont accompagnées d'un changement de famille professionnelle.

Par ailleurs l'accord « Mobilité durable » [(1)] signé le 12 novembre 2019 prévoit : un plan de mobilité pour l'ensemble des sites de taille significative, d'intégrer les impacts sur la mobilité lors des projets d'évolution de l'implantation des activités, de favoriser l'étalement des horaires d'arrivée et de départ, de poursuivre le développement du télétravail régulier ou occasionnel, de développer le service Welcome qui permet de travailler sur un autre site du Groupe plus proche du domicile et de privilégier le développement des réunions à distance.

Le renforcement de l'ascenseur social

En ce qui concerne les dispositifs d'aide à l'accélération de carrières, les formations promotionnelles continuent de favoriser l'ascenseur social interne, ainsi que les formations promotionnelles diplômantes. Le dispositif le plus largement déployé reste l'accompagnement au changement de collège, principalement le passage en collège cadre. Les dispositions d'accompagnement renforcé à destination des salariés du collège maîtrise promus cadres par décision managériale leur permettent d'obtenir un titre Répertoire National des Certifications Professionnelles (RNCP) de niveau II qu'ils peuvent valoriser dans la suite de leur parcours. Sur le thème de l'aide à l'insertion professionnelle, le Groupe poursuit son effort et son engagement pour l'alternance, ce qui se traduit par une politique volontariste d'embauche d'alternants, l'aide à la création d'entreprise pour les alternants ayant un projet, ou encore la formation systématique et revisitée des tuteurs d'alternants (voir aussi section 3.3.3.1.1).

La gestion des talents du Groupe

Une politique Talents, au niveau du Groupe EDF, fixe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau, les principes et les critères pour l'identification et la validation des talents susceptibles d'évoluer à long terme et à court terme dans des responsabilités de niveau dirigeants. Il s'agit donc d'identifier de manière précoce les talents pour les préparer et les suivre dans la durée, avec une implication forte de tous les dirigeants à différents stades. Pour détecter les talents et futurs dirigeants de demain des *assessments* (junior/senior) ont lieu régulièrement. Ces évaluations sont menées selon un modèle de leadership unique pour toutes les sociétés du Groupe. Depuis 2018, Talents 2.0 permet de faire évoluer le processus de détection des nouveaux talents. C'est au salarié de s'autodéclarer au travers d'un parcours de tests on-line qui conduisent par la suite au passage d'un assessment.

L'Université Groupe du *Management*

Au service de la performance, l'Université Groupe du *Management* (UGM), depuis sa création en 2010, accompagne l'évolution des *managers* et dirigeants du Groupe EDF tout au long de leur parcours professionnel. Au cœur des transformations, l'UGM élabore des dispositifs de formation managériale, assure la préparation des « Talents du Groupe » à des responsabilités de niveau dirigeant, ainsi que la professionnalisation et le développement des dirigeants en poste au travers d'un cursus adapté. L'UGM conçoit et met à disposition programmes et formations contribuant à créer et diffuser au niveau du Groupe une culture commune autour du savoir-faire et compétences historiques d'EDF, et des pratiques innovantes dans le domaine du *management* et du leadership. Enfin, l'UGM développe des partenariats avec les meilleures institutions académiques au niveau mondial, sélectionnées à l'issue de consultations. Les programmes de l'UGM traduisent une exigence de qualité et d'ouverture au changement, avec une capacité d'adaptation aux enjeux internes à l'entreprise. C'est l'UGM qui porte le modèle de compétences de leadership au sein de l'entreprise, multipliant son déploiement à travers ses programmes de façon à favoriser une appropriation commune et rapide des principaux enjeux pour préparer l'avenir.

3.3.3.1.2 Organisation et temps de travail

Pour répondre aux besoins liés à l'activité de chaque société, et notamment la continuité de l'exploitation, les salariés du Groupe peuvent être amenés à travailler en service continu 365 jours par an ou à assurer une astreinte en dehors des heures ouvrables. Ces dispositions sont adaptées au fil du temps en fonction de l'évolution du contexte de chaque société, de la législation et de nouvelles pratiques d'organisation du travail permises notamment par l'évolution des technologies de la communication. Pour les sociétés implantées en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

Les entreprises du Groupe cherchent à moderniser l'organisation du temps de travail afin de favoriser l'agilité et la responsabilisation des salariés. Après la mise en œuvre des accords Forfaits jours dans la plupart des sociétés du Groupe (EDF, Enedis, PEI, Sowee…), auxquels les cadres ont massivement adhéré, le groupe EDF, dans le cadre du projet de transformation CAP 2030 a mis en œuvre des politiques d'organisation du travail répondant aux enjeux de simplification, de responsabilisation et d'innovation :

- pour EDF, un accord télétravail a été signé pour l'ensemble des salariés ainsi qu'un accord sur l'organisation du travail mettant en place des projets collectifs de fonctionnement dans chaque équipe de travail ;
- des solutions de travail à distance, Projet Welcome, Mon Job en proximité, sont également expérimentées à EDF afin de lever les freins à la mobilité et d'équilibrer vie professionnelle et vie privée ;
- des démarches de responsabilisation des équipes (Opale) sont déployées afin de confier aux équipes un pouvoir d'initiative et de décision, au service de l'engagement et de la performance. Fin 2019, 200 équipes sont engagées dans ces démarches.

(1) Cet accord s'applique aux filiales ayant leur siège social en France (hors RTE et Enedis).

3.3.3.1.3 Une politique de protection sociale ancrée dans la durée

La politique Groupe en matière d'avantages sociaux est guidée par trois principes : un principe de responsabilité, un principe d'équilibre entre compétitivité et durabilité, un principe d'appropriation par les bénéficiaires.

Un régime de protection sociale spécifique

En France, la grande majorité des effectifs du Groupe est en activité au sein des entreprises issues des « opérateurs historiques » (EDF, Enedis, PEI) et relève du statut des Industries Électriques et Gazières (IEG). Ce statut prévoit notamment un régime spécial de retraite et de Sécurité Sociale. En cas d'incapacité de travail (maladie/maternité/invalidité), les salariés statutaires bénéficient d'une couverture favorable et en termes de frais de santé, au-delà du régime de base, leur régime spécial comporte un étage complémentaire obligatoire, qui couvre également les retraités. Les salariés statutaires et les retraités IEG ont accès à des activités sociales mutualisées, financées par les entreprises de la branche et gérées de façon autonome par les syndicats. À ce corpus s'ajoute un avantage en nature historiquement assis sur une décision d'entreprise qui porte sur le gaz et l'électricité fournis par les opérateurs historiques aux salariés et maintenu au profit des retraités.

Des changements importants survenus au cours de la dernière décennie

L'ouverture de capital d'EDF et l'application des normes comptables internationales ont obligé à évaluer et à provisionner les engagements en faveur des retraités. Le maintien de régimes professionnels spéciaux de retraite et de sécurité sociale face à cette exigence a été rendu possible par une refonte de leur financement : adossement à la solidarité nationale pour les retraites et renforcement de la solidarité actifs-retraités pour la couverture complémentaire maladie.

Le régime spécial de retraite a par ailleurs, comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, été de plus en plus intégré dans les mouvements de réformes des régimes obligatoires de retraite engagés par les gouvernements successifs. À l'exception du mode de calcul de la pension (taux spécifique, appliqué à un salaire de fin de carrière, sur une assiette réduite), les principaux paramètres (âge d'ouverture des droits, durée de cotisation requise etc.) tendent à être les mêmes que ceux des régimes de droit commun ; de nombreuses autres règles de portée moindre demeurent spécifiques. Par ailleurs, la définition des services actifs, permettant des départs en retraite plus précoces, a été révisée et leur prise en compte profondément refondue pour les nouveaux embauchés, à travers la création d'un compte épargne jours retraite. En outre, le projet de loi instituant un système universel de retraite, présenté au conseil des ministres le 24 janvier 2020 et qui devrait être examiné à l'Assemblée Nationale à compter de février 2020, s'appliquerait à l'ensemble des salariés concernés par la réforme, quel que soit leur régime de retraite, dont le régime IEG.

Le projet gouvernemental de réforme des retraites revêt pour le groupe EDF trois grands enjeux :

- social : le régime spécial de retraite constitue l'un des piliers du statut des IEG et constitue un enjeu politique et symbolique de premier plan ;
- financier : le régime spécial de retraites des IEG représente un surcoût financier de plusieurs centaines de millions d'euros par an, et une vingtaine de milliards d'euros en engagements ;
- de transformation, notamment en matière de fluidification des mobilités au sein et en dehors du groupe (pour lesquelles les différences entre régimes de retraites constituent le principal frein).

L'entreprise est, depuis le début de la concertation, vigilante quant aux conséquences de cette réforme pour tous ses salariés quel que soit le régime auquel ils sont assujettis. Elle a d'ores et déjà pu retrouver un certain nombre de réponses à ses alertes dans le rapport remis par le Haut-commissaire à la réforme des retraites, notamment s'agissant de la mise en place de périodes de transition adaptées à la spécificité des IEG sur l'élargissement de l'assiette de cotisation et sur la pénibilité. Contrairement aux autres avantages historiques, le niveau de la couverture santé, invalidité et décès des salariés est apparu sensiblement en retrait des pratiques des grands groupes, ce qui a conduit à partir de 2008 à la mise en place, par accord au niveau de la branche professionnelle, de couvertures complémentaires dans ces trois domaines.

Un accord relatif aux droits familiaux a été signé en 2017 au niveau de la branche des IEG avec les organisations syndicales afin de moderniser le dispositif social et d'intégrer les transformations de la famille survenues depuis 1946 en adaptant le statut des IEG de manière concertée.

La protection sociale des autres salariés du Groupe

Les autres salariés du Groupe en France relèvent de plusieurs conventions collectives et peuvent bénéficier d'avantages sociaux mis en place par leur employeur propre. Chaque employeur doit donc veiller à la cohérence des avantages offerts avec la politique Groupe présentée ci-dessus. Pour les sociétés du Groupe hors de France, même si un contexte réglementaire propre à chaque pays est à prendre en compte, il est demandé à chaque entité de s'assurer que les capitaux versés en cas de décès dans le cadre des contrats de prévoyance couvrent *a minima* une année de salaire. Ces questions de protection sociale font l'objet d'un dialogue régulier avec la Direction Ressources Humaines du Groupe.

3.3.3.1.4 Santé et sécurité des salariés du Groupe et des salariés de nos prestataires une priorité absolue

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur de la stratégie CAP 2030, un élément clef de la performance du Groupe. Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, EDF se doit de rester un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de santé, professionnalisme et d'implication de ses salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. EDF s'engage à intégrer les meilleurs pratiques des groupes industriels en ce qui concerne le développement des hommes et des femmes, pour maintenir le très fort engagement des salariés.

Politique Santé Sécurité : garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail pour tous

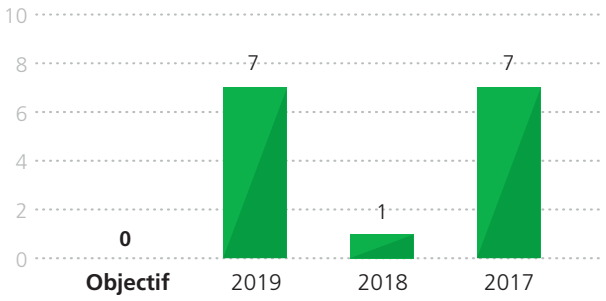
La politique santé et sécurité du Groupe, adoptée en avril 2018, s'appuie sur un engagement signé par le Président et tous les membres du Comex. Elle définit un cadre de cohérence commun dans lequel viennent s'inscrire les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leurs plans d'actions. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF, dans tous les pays où EDF opère, et concerne ses salariés comme ceux de ses sous-traitants intervenant sur ses installations et dans ses locaux. Cet engagement s'accompagne d'une feuille de route qui mobilise les entités du Groupe vers l'atteinte des objectifs fixés. Une revue des résultats santé sécurité et du suivi des plans d'actions est réalisée régulièrement par le Comex.

Depuis 2015, dans le cadre du programme CAP 2030, les grandes orientations stratégiques santé et sécurité ont été définies. Le Groupe a pour ambition d'être une référence en matière de santé et de sécurité. La première priorité est l'éradication des accidents mortels, vient ensuite la réduction du nombre d'accidents et la lutte contre l'absentéisme. Cette ambition et ces priorités pour les années à venir se déclinent dans toutes les sociétés du Groupe.

Éradication des accidents mortels liés à nos risques métiers

EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés et de ses prestataires

Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°17 « Santé et sécurité des salariés et des parties prenantes ».

En 2018, dans la continuité des actions initiées depuis 2015, le Groupe centre son engagement sur les 10 règles vitales, sélectionnées à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur les 30 dernières années, que chacun doit observer dans la réalisation de son travail pour éviter les accidents graves, se protéger et protéger son entourage. Pour continuer à développer la culture sécurité et la conscience du risque, d'autres initiatives telles que la collecte des Événements à Haut Potentiel – HPE – dont plus de la moitié sont des presqu'accidents ou situations dangereuses, se développe ainsi qu'un partage au niveau du Groupe du Retour d'Expérience des éléments issus de l'analyse de ces événements, en particulier ceux liés aux 10 règles vitales du Groupe.

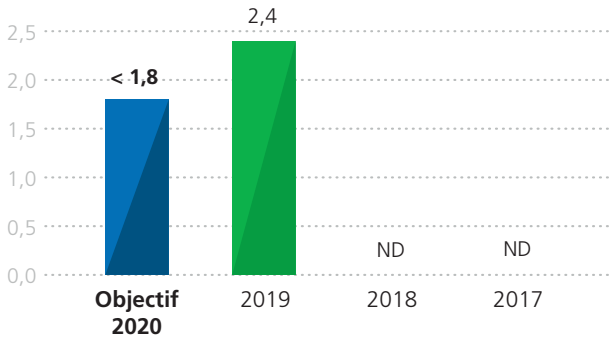
Après une année d'amélioration en 2018, le Groupe a été confronté en 2019 à une augmentation des accidents mortels, en particuliers lors de réalisation d'opérations de chargement et de déchargement, mais aussi de travaux en hauteur ou de travaux électriques. Dans ce cadre le Comex a décidé de demander à toutes les entités d'organiser un temps d'arrêt le 3 octobre 2019 pour débattre de cette situation dans toutes les équipes et que soient définies localement des actions pour améliorer le niveau de prévention. Portée par les dirigeants du Groupe, cette initiative a aussi associé de très nombreuses entreprises prestataires.

Le développement du niveau de culture sécurité est un axe essentiel pour progresser dans le domaine de la prévention. Les salariés sont encouragés à se former à partir d'un *e-learning* construit par la Safety Academy. Ainsi en 2019, 15 816 salariés d'EDF ont suivi un module de formation sur ce sujet. Cette action complète la mobilisation engagée en 2018 sur le sujet de Vigilance Partagée, thème de formation suivi par 26 476 salariés en 2018 et 2019.

En 2019, un focus important a été consacré à la situation des salariés prestataires. Dans ce cadre, une convention de partenariat a été signée avec l'association MASE en mai 2019, à l'occasion du salon PREVENTICA, pour encourager les entreprises prestataires à mettre en place un système de *management* santé sécurité, reconnu, simple et opérationnel.

EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés et de ses prestataires

LTIR global (salariés et prestataires)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°17 « Santé et sécurité des salariés et des parties prenantes ».

Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liées à la réalisation des activités, EDF utilise un nouvel indicateur « LTIR » correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons. Cet indicateur, suivi depuis 2017, est communiqué à compter de l'exercice 2019. Les objectifs 2020 portés par la nouvelle politique santé sécurité sont désormais exprimés à partir de ce nouvel indicateur (LTIR EDF inférieur à 1,4 et LTIR global : EDF + prestataires inférieur à 1,8).

Lutte contre l'absentéisme prévention des risques psycho sociaux et amélioration du bien-être au travail

	2019	2018	2017
Nombre de jours d'absence par salarié et par an	9,1	9,1	9,2

Parmi les axes de travail les plus importants, la prévention des troubles anxio-dépressifs, du stress et des troubles musculo-squelettiques (TMS), qui constituent les trois causes principales d'absentéisme, font régulièrement l'objet d'initiatives pour développer la prévention. L'analyse de l'enquête annuelle My EDF Group à laquelle répondent plus de 75 % des salariés du Groupe (voir section 3.3.3.1.8 « Le regard des salariés : l'enquête d'engagement My EDF Group ») est exploitée pour évaluer les risques psycho sociaux selon les facteurs déterminants du rapport GOLLAC et identifier les facteurs de fragilité mais aussi de protection des collectifs de travail et ainsi de mettre en œuvre des actions de prévention adaptées.

Le développement des projets de responsabilisation des équipes permet d'escompter une baisse de l'absentéisme des salariés des équipes engagées (+ de 500 équipes engagées fin 2019), grâce à l'impact positif, sur les questions de santé, de l'amélioration de la qualité de vie dans les collectifs mais aussi l'engagement et le sens du travail.

En 2019 un focus important a été porté sur l'importance de la visite de pré-reprise avec le médecin du travail et l'organisation de l'entretien de retour avec le *manager* pour réussir le retour au travail. Les salariés d'EDF ont été invités, au travers de l'accord d'intéressement, à suivre un *e-learning* pour mieux connaître le sens des outils mis en œuvre dans l'entreprise 17 886 salariés ont suivi ce module en 2019.

De la santé au travail au concept de santé globale

Le groupe EDF emploie du personnel spécialisé en santé au travail. Le Groupe emploie également des médecins experts en toxicologie, en ergonomie, en épidémiologie, en secourisme, en radioprotection. Outre le suivi médical des salariés, ces personnels de santé sont impliqués dans la mise en place des programmes de prévention primaire et sont parties prenantes de toutes les instances de dialogue social, dans le domaine de la santé au travail, permettant de réduire l'absentéisme et les maladies professionnelles. Fort de l'appui apporté par ses équipes médicales et les responsables sécurité de ses entités, le groupe EDF s'engage aussi sur les sujets de santé publique tels que la prévention des addictions et la prévention du risque cardiovasculaire.

Sécurité et santé au travail, objet de dialogue social

L'actualité 2019 a été marquée, en France, par une profonde rénovation du dialogue social ayant conduit à mettre en place les Comités Sociaux Économiques, nouvelles Instances Représentatives au sein desquelles se traiteront désormais les questions de santé sécurité (voir section 3.3.3.1.7 « Les Instances de Représentation du Personnel »).

En complément de ces nouvelles instances dont la mise en place a fait l'objet d'accords dans les différentes sociétés du Groupe, en France, au niveau du Groupe, le dialogue social en matière de santé au travail intervient à deux niveaux : à l'échelle européenne avec la présentation des actions engagées au cours de l'année au groupe de travail santé-sécurité du Comité d'entreprise européen ; au niveau du Groupe en France, avec la présentation des sujets et chiffres clés de l'année au Comité de Groupe France. Un point d'avancement des orientations stratégiques santé sécurité est régulièrement effectué dans ces instances.

3.3.3.1.5 Diversité & Inclusion, Égalité professionnelle entre les femmes et les hommes

Le groupe EDF est engagé en faveur de la mixité et de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, pour la diversité et l'inclusion de toutes les différences.

L'égalité professionnelle au cœur des actions du Groupe

Dans le cadre des ORE, de l'accord RSE monde ou de sa charte éthique, EDF met en place des actions concrètes, mesure les progrès réalisés et fixe des objectifs pour l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes. En 2019, l'année a été marquée par la publication du premier index de l'égalité F/H au 1er mars avec le score de 80 points sur 100, et la poursuite des travaux conduits depuis 2015 avec l'Institut National d'Études Démographiques (INED) pour mieux comprendre les sources d'inégalités salariales F/H dans l'entreprise et ainsi agir pour les faire disparaître ; le renouvellement par le bureau Veritas du label international GEEIS [1]pour le Groupe ; la diffusion de deux documents repères pour prévenir et lutter contre le harcèlement sexuel et le harcèlement moral à l'attention des *managers* et des RH, complétés de kits de sensibilisation à l'attention de tous les salariés ; le renouvellement de l'offre de sensibilisation et de formation pour prévenir et lutter contre les comportements sexistes au travail (kits sexisme, conception d'un *e-learning* sexisme en collaboration avec l'Université Paris VIII) ; le déploiement d'une offre d'accompagnement des salariées victimes de violences conjugales ou familiales, et, en partenariat avec l'association « FIT, une femme un toit », une offre de formation des acteurs clés dans cet accompagnement (RH, représentants du personnel, équipes médico-sociales…) ; un soutien rénové aux parents et aux aidants (congé parent, CESU, forfait familial, congé de proche aidant, prime d'union, issus de l'accord relatif à l'évolution des Droits Familiaux dans la branche des IEG du 15 décembre 2017).

Une ambition de niveau Groupe avec des objectifs pour 2023

En 2019, le Groupe s'est doté d'une ambition mixité fixée par le Comex avec notamment 3 engagements forts visant à supprimer le « plafond de verre » pour les femmes cadres dans l'accession aux CODIR et au niveau dirigeant avec pour objectifs : 28 % de femmes dans les CODIR en 2023 (27,3 % à fin 2019), 28 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants en 2030, mixité renforcée dans les Conseils d'administrations des filiales du Groupe, avec 40 % de femmes parmi les administrateurs nommés par EDF (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration - Féminisation des instances dirigeantes du groupe EDF »).

Plus de mixité dans les sciences, le numérique, et l'innovation

Il s'agit de susciter des vocations féminines dans nos métiers techniques (Elles bougent, Fem'Energia, *Women in energy transition*, women@numerique), des promotions de salariées formées aux métiers émergents du digital et du cyber, des dispositifs d'innovation interne (PULSE, Parlons énergies, Projet Y) qui prennent en compte une dimension mixité.

Plus de mixité dans la représentation du Groupe

Il s'agit d'organiser un porte-parolat mixte, de signer la charte #jamaissanselle, et de garantir une communication « gender-fair » mesurée par l'externe.

Des progrès qui se mesurent

Depuis 2014, le groupe EDF et plusieurs de ses filiales ont souhaité se doter d'une certification internationale (Label GEEIS) pour évaluer la qualité et la pertinence de leurs engagements en faveur de la mixité et de l'égalité professionnelle F/H. Ce label a été renouvelé avec succès en 2019 et même, pour la première fois, étendu à l'ensemble des autres champs d'actions du Groupe en matière de Diversité et d'inclusion. En France, l'année 2019 a été marquée par la mise en place de l'index de l'égalité F/H obligatoire pour l'ensemble des sociétés de plus de 50 salariés, avec un jalonnement qui a conduit toutes les filiales du Groupe de plus de 250 salariés à publier cet index pour la première fois en 2019.

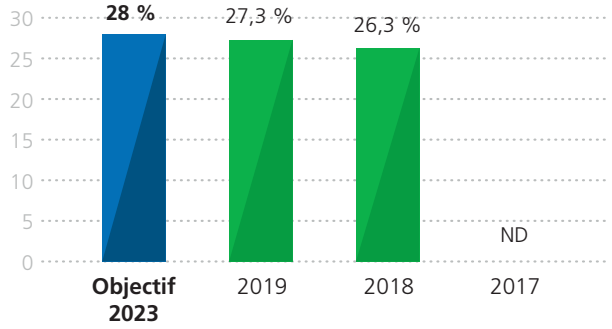
Principaux résultats des entités du Groupe sur l'index de l'égalité F/H [2] :

Entités	Index 2019 Score/100
Dalkia	84
CHAM	84
Framatome	74
EDF	80
EDF Renouvelables	81
Enedis	74
Citelum	93
Électricité de Strasbourg	68
PEI	74

Le Groupe a pour objectif que 100 % de ses filiales se positionnent au-delà du seuil de 75 points dès 2021, quelle que soit la date de leur première publication. EDF ambitionne d'atteindre le seuil de 90 points dès 2020. Le groupe EDF compte aujourd'hui plus de 24,8 % de femmes dans ses effectifs (30,5 % à EDF), ce qui le place dans la moyenne haute des principaux Groupes industriels français. Même si ce taux a progressé plus lentement récemment (impact « 15 ans, 3 enfants », réduction des volumes d'embauches, par ailleurs recentrés sur des métiers techniques), il évolue à un rythme 2 fois supérieur à l'évolution moyenne constatée dans les entreprises françaises, tous secteurs confondus (DARES). Structurellement EDF reste marquée par une mixité professionnelle insuffisante (15 % des métiers mixtes) même si, depuis 2002, le nombre de femmes dans les métiers techniques a triplé.

EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés (voir section 3.3.3.1)

Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe (%)



Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4). Pour le périmètre et la méthodologie de cet indicateur, voir section 3.4 « Indicateurs et méthodologie ». Cet indicateur réfère à l'enjeu matériel n°13 « Égalité des chances » décrit en section 3.6.2 « Description des enjeux de la matrice de matérialité ».

Pour avancer, EDF a pour ambition dans le cadre des Ambitions mixité Groupe décidée en Comex en novembre 2019, que chaque entité concernée développe un programme d'inclusion de jeunes femmes dans les STEM (*Science, Technology, Engeenering, Mathematics*) ; d'accompagner chaque année davantage de femmes dans les formations aux métiers du digital et que chaque dispositif d'innovation impulsé par le Groupe ou ses entités porte des ambitions de mixité et se donne les moyens de leurs réalisations.

(1) Gender Equality European and International Standard.
(2) Les filiales de moins de 250 salariés et plus de 50 salariés publieront leur score pour la première fois en mars 2020.

EDF est vigilante à garantir un égal accès à la formation professionnelle et promotionnelle, dans la perspective de garantir des parcours professionnels comparables aux femmes et aux hommes. Il existe un dispositif spécifique de prise en charge des frais de garde supplémentaires induits pour soutenir les parents qui partent en formation. En termes de lutte contre le « plafond de verre », des progrès continus ont été réalisés sur les dernières années : pour EDF, le nombre de femmes cadres a doublé depuis 2002. À fin 2018 [1], Il y a plus de 27 % de femmes parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités, 31 % de femmes parmi la population des *managers* et 25 % de femmes dans les CODIR. Cette proportion de femmes dans les CODIR était inférieure à 20 % en 2012. Pour les postes de Dirigeant-e-s, les plans de succession sont systématiquement mixtes. Par ailleurs, des dispositifs (par exemple TALENTS 2.0 voir dans section 3.3.3.1.1 « Gestion des talents du Groupe ») permettent un meilleur repérage plus ouvert et plus divers.

Une année dense dans l'engagement pour lutter contre le sexisme et les violences faites aux femmes :

EDF est la première entreprise labellisée « sexiste, pas notre genre ». L'entreprise agit, avec l'appui du réseau Énergies de femmes, qui compte 3 800 membres parmi les salariés du groupe, pour former et sensibiliser sur ces sujets (kits sexisme pour réunion d'équipes, *e-learning* sur la prévention du sexisme dans e-Campus). Avec l'Ega Pro Game, EDF est la première entreprise en France à développer une expérience apprenante sur l'éga pro pour les *managers*, selon un dispositif inspiré des Escape Game. EDF s'est engagée à prévenir et lutter contre toutes les formes de violences envers les femmes, qu'il s'agisse de violences au travail (sexisme, harcèlement) comme des violences conjugales et familiales (soutien, orientation et maintien dans l'emploi). Un engagement reconnu et souligné lors du dernier Grenelle contre les violences faites aux femmes par le Gouvernement et confirmé le 10 décembre 2019 avec la signature de la charte contre les violences conjugales initiée par la Fondation Agir contre l'Exclusion (FACE) et la fondation Kering.

Soutien à la parentalité des femmes comme des hommes et aux aidants familiaux.

En 2019, EDF a renforcé ses dispositifs de soutien à la parentalité en mettant notamment en place des nouveaux droits pour les aidants familiaux ; la création d'un congé parent ouvert aux femmes et aux hommes et prenant en compte les différents formats des familles contemporaines ; le doublement possible du congé de paternité et d'accueil de l'enfant pour les parents qui le souhaitent.

Le Groupe promeut par ailleurs de nouvelles façons de travailler et de collaborer qui facilitent la conciliation des temps de vie et qui visent à responsabiliser davantage les salariés, avec pour bénéfices : la gestion plus autonome de son temps de travail et le déploiement d'outils et de dispositifs susceptibles de réduire les déplacements (Skype, télétravail occasionnel ou régulier) ; EDF compte plus de 7 000 salariés qui bénéficient d'un jour ou plus de télétravail par semaine, la maîtrise de sa connexion, la promotion des démarches de responsabilisation.

Diversité et inclusion, des actions structurées dans la durée

Signataire de la charte de la diversité dès 2006, de la charte entreprise et handicap de l'OIT ou de la charte de l'Autre Cercle, EDF s'engage dans la lutte contre les discriminations, la promotion de la diversité, de l'égalité des chances et l'inclusion.

Handicap, un engagement toujours renouvelé

Un ancrage handicap qui s'inscrit dans la durée

EDF figure parmi les premières grandes entreprises françaises impliquées dans l'intégration professionnelle et sociale des personnes handicapées. C'est en effet en octobre 1989 qu'EDF a signé son premier accord en faveur de l'intégration professionnelle des personnes handicapées. Le 11e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, a été signé le 13 décembre 2018 et porte sur la période 2019-2022. Au niveau sportif ce soutien se traduit par la volonté d'encourager le sport pour tous. Dès 1992 EDF est devenue partenaire de la fédération française handisport.

Des résultats en constante progression

Cet engagement ne se dément pas au fil du temps comme en attestent, pour la France, les taux d'emploi des entreprises du groupe sous accord handicap agréés. Selon la législation en vigueur à fin 2018 celles-ci atteignent respectivement : 5,09 % pour EDF, 6,33 % pour Enedis, 7 % pour le groupe ÉS, 3,88 % pour Framatome. Au total plus de 4 700 salariés reconnus travaillent au sein du groupe en France à fin 2019 dans les activités très variées qui sont celles du Groupe. Dans le cadre des législations nationales, EDF s'attache également à promouvoir cet engagement pour les sociétés du groupe hors France, comme en témoigne sa participation à la charte « entreprise et handicap » de l'OIT et la présence de plus de 5 600 salariés en situation de handicap au total dans le monde.

L'accompagnement des salariés (guides, Comité des aides, adaptation des postes)

EDF porte attention à l'intégration des salariés en situation de handicap, tout au long de leurs parcours. Pour soutenir, diffuser et outiller cette démarche, EDF met en place un ensemble d'outils : deux guides de présentation de l'accord, d'une part à l'attention des salariés concernés, d'autre part, à l'attention des *managers* et, en complément, deux guides d'accompagnent à l'entretien sont désormais disponibles. Des formations sont également en place à l'attention de publics cibles (correspondants handicap, *managers*). Au-delà de l'aménagement de situations de travail en lien avec les besoins spécifiques de salariés, plusieurs entreprises du groupe en France ont mis en place, dans le cadre de leurs accords handicap, des dispositifs destinés à leur apporter une aide ponctuelle et de secours pour des besoins de compensation du handicap connexes à la vie professionnelle. Les demandes formulées sont examinées dans un cadre pluridisciplinaire en veillant au respect de l'anonymat.

La prise en compte de la pénibilité du handicap

Dans le cadre de leurs accords agréés, plusieurs sociétés du groupe en France ont mis en place des mesures pour faciliter le maintien dans l'emploi, en deuxième partie ou en fin de carrière, de salariés en situation de handicap.

Des enjeux encore à maîtriser

Si l'engagement du groupe en faveur de l'intégration professionnelle des personnes handicapées s'inscrit dans la durée, les enjeux à maîtriser évoluent eux au fil du temps, en fonction de la maturité des organisations dans le domaine, des enjeux auxquels elles sont elles-mêmes confrontées comme de facteurs qui s'imposent à toutes. Sur ce dernier point on peut citer par exemple la place aujourd'hui essentielle de l'informatique et du digital dans le monde du travail. L'accessibilité numérique est une des priorités des derniers accords handicap d'EDF. À ce titre, EDF s'est associé au développement d'un *e-learning* dans le cadre d'un projet inter-entreprises. Cet outil est désormais accessible à tous les salariés sur son site de formation en ligne. On peut citer également la question de la compensation du handicap psychique au travail et plus généralement des « outils » du maintien dans l'emploi des salariés concernés. Dans ce domaine, la filiale EDF Energy a mené récemment des campagnes pour renforcer la connaissance de la santé mentale et la prévention du suicide. Elle s'appuie également sur le soutien de leurs réseaux « Disability & Carers » et « Mental Health Support » qui peuvent apporter un soutien individuel et renforcer le développement de la prise de conscience et de la compréhension de ces problématiques.

Un cadre clair pour lutter contre les discriminations

Prévenir, accompagner et garantir le respect des orientations sexuelles en entreprise

Le Groupe a adopté une charte éthique dont les 3 piliers sont le respect, la solidarité et la responsabilité. Ces valeurs doivent permettre à chaque salarié-e, de se sentir bien dans l'entreprise, quelle que soit son orientation sexuelle. Chacun-e doit notamment pouvoir exercer ses droits sans avoir à redouter d'effectuer un coming out et ses conséquences. À mesure que les tabous se lèvent sur la diversité des orientations sexuelles dans la société, celles-ci deviennent également plus visibles dans l'entreprise. Cette exposition nouvelle suscite parfois la résurgence de préjugés qu'il convient de dissiper pour assurer le bon fonctionnement des équipes, le bien vivre et travailler ensemble. Il est de la responsabilité du *management* de prévenir toute situation contrevenant à la loi, qu'il s'agisse de discrimination, de harcèlement ou de propos ou manifestations homophobes. C'est dans cet esprit qu'EDF a doté, dès 2015, les RH et les *managers* d'un document repères sur « le respect des orientations sexuelles en entreprise » qui fut aussi un des premiers guides en France à s'inspirer directement des situations de travail (cas pratiques). EDF est partenaire de l'Autre Cercle [2] et signataire de la charte LGBT depuis 2015. Elle est également partenaire et soutien de l'association Energay [3] depuis 2010. EDF a également conçu, en partenariat avec l'association Energay, un processus pour accompagner et soutenir les salarié-e-s en transition au sein du Groupe. Un document repères « accompagner un-e- salarié-e- en transition chez EDF – Respect de l'identité de Genre » a été publié en 2019, toujours à l'attention des *managers* et des RH.

(1) Les données 2019 ne sont pas disponibles à la date du présent document.

(2) L'Autre Cercle est une association LGBT (Lesbienne Gay Bi et Trans) dont l'objet principal est de lutter contre les discriminations dans le monde du travail. www.autrecercle.org.

(3) Energay est l'association LGBT des industries électriques et gazières et de leurs ami-e-s. www.energay.org.

Fait religieux dans l'entreprise, un cadre partagé

EDF est convaincue que la performance de l'entreprise passe par le respect des personnes, notamment de leurs croyances, pour qu'elles puissent engager pleinement leurs compétences dans les équipes de travail. Le groupe EDF traite du fait religieux en entreprise depuis 2008, et a publié un premier document repères dès 2010 (mis à jour en 2016) qui a pour objet de proposer aux *managers* et aux responsables RH, des repères pour comprendre, analyser et agir dans le respect de la loi. Tous ces repères sont destinés à prévenir toute situation discriminatoire et à favoriser la construction d'un environnement de travail respectueux des personnes, propice à la cohésion d'équipe et à la performance du Groupe. Le document repères produit fait aujourd'hui référence et qui s'inspire directement de situations de travail (cas pratiques).

Des outils à disposition de tous

Pour soutenir et porter ces politiques d'inclusion et d'égalité des chances, EDF s'est progressivement doté d'outils de sensibilisation et de formation de l'ensemble de son corps social, tout en outillant de manière plus ciblée les *managers* et les RH. Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a, par exemple, publié en 2018 un guide repères intitulé « décider sans discriminer » destiné à l'ensemble de ses *managers* et RH. Pour sensibiliser les salarié-e-s à la diversité et favoriser l'émergence de pratiques et d'organisations inclusives, le Groupe a mis en place une offre de formation digitale « Vivre ensemble la Diversité » qui s'appuie sur une mécanique de type *serious game*. EDF a, pour objectif de former l'ensemble de ses *managers* entre 2017 et 2020 avec cet outil. L'entreprise forme également l'ensemble des actrices et acteurs de son processus de recrutement, à l'aide d'un parcours de formation digital qui intègre un module spécifique pour « recruter sans discriminer ». En matière de sensibilisation, EDF propose également des outils adaptés à des formats courts et ludiques qui permettent à chacun-e d'agir pour un environnement bienveillant, respectueux et inclusif, à titre d'exemples : des kits « Sexisme, pas notre genre » destinés à s'intégrer dans le rituel des messages Santé-Sécurité systématiques en début de chaque réunion d'équipe ; trois *serious games*, développés en partenariat avec le Conservatoire National des Arts et Métiers Pays de la Loire pour traiter de l'intergénérationnel, de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, ou de la diversité culturelle.

3.3.3.1.6 Rémunération : un employeur attractif

La rémunération globale

La rémunération globale est un levier essentiel de la reconnaissance de la contribution de chacun à la performance du Groupe. Elle participe à l'engagement des collaborateurs et à la fidélisation des talents, et contribue à l'attractivité du Groupe. À ce titre, le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive, en étant très attentif à la qualité et au niveau de la protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie. Le Groupe a ainsi formalisé une politique globale de rémunération et d'avantages sociaux. Elle concerne l'ensemble des salariés des principales sociétés contrôlées du Groupe.

Les principales sociétés étrangères du Groupe font l'objet d'une revue de leurs systèmes de rémunération et de protection sociale au regard de cette politique. La politique de rémunération globale est guidée par quatre principes : la compétitivité par rapport au marché externe ; la cohérence et l'équité interne ; la soutenabilité financière ; la communication.

Elle s'articule autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable individuelle et/ou collective qui vient reconnaître l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises. Il existe un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée. Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination. Depuis 2018, le projet Transformer la reconnaissance a permis à EDF de réaffirmer ses priorités en matière de reconnaissance et a fait évoluer ses politiques en améliorant l'intégration de la reconnaissance dans ses pratiques et processus managériaux ; en renforçant le lien entre contribution personnelle (performance, capacité d'adaptation et d'initiative) et reconnaissance financière ; en développant des dispositifs de rémunération variable, corrélés à la performance financière de l'entreprise pour reconnaître en différenciant. Enfin, pour répondre aux enjeux de reconnaissance des salariés et des *managers*, un chantier de modernisation du système de classification rémunération à la maille de la branche des Industries Électriques et Gazières a été initié en 2019.

Des dispositifs de rémunération variable au service de la performance

Dans le Groupe, la majorité des salariés bénéficie d'une rémunération variable de la performance, individuelle ou collective. Les modalités de cette rémunération variable diffèrent d'une société à l'autre du Groupe, en fonction d'accords historiques et des réglementations applicables.

Au sein d'EDF, tous les salariés peuvent bénéficier d'une rémunération variable de la performance. Pour les dirigeants, la part variable est assise à la fois sur des objectifs individuels ainsi que collectifs dont le poids s'accroît avec le positionnement du poste dans l'entreprise.

EDF et Enedis portent une attention particulière à la professionnalisation de leurs *managers* sur les questions de rémunération. En France, les salariés d'EDF et les salariés d'Enedis bénéficient d'un dispositif d'intéressement aux résultats, depuis plus de 20 ans pour EDF et depuis sa filialisation pour Enedis. Des dispositifs similaires existent dans la plupart des filiales européennes du Groupe. Les salariés d'EDF et Enedis ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au plan d'épargne Groupe (PEG), soit au plan d'épargne pour la retraite collectif du Groupe. Dans un contexte économique contraint, la politique d'abondement des sommes placées est maintenue.

Les accords d'intéressement d'EDF et Enedis sont triennaux et prévoient que le montant d'intéressement à verser sera déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale).

Une politique d'épargne salariale complète et performante

Elle est ouverte aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PEG et/ou au PERCO.

Le plan d'épargne Groupe (PEG)

Une gamme complète de Fonds Communs de Placement diversifiés est ouverte à la souscription comprenant des fonds prudents principalement investis en obligation et en placements monétaires, des fonds équilibrés et des fonds dynamiques, principalement investis en actions dont des fonds d'actionnariat investis en actions EDF. Le PEG du groupe EDF totalise fin 2019 un encours de 5 milliards d'euros. L'intéressement, la participation ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps peuvent être abondés selon les conditions négociées dans chaque société.

Le Plan d'Épargne Retraite Collectif (PERCO)

Le PERCO du Groupe EDF est composé de 2 FCPE totalisant 8 supports d'investissement : un fonds solidaire et un fonds à horizon de déblocage. Il est possible de piloter son PERCO en gestion libre auquel cas il est possible d'investir dans n'importe quel compartiment indépendamment de la date de départ en retraite ou bien en gestion pilotée, auquel cas l'épargne sera désensibilisée automatiquement au risque au fur et à mesure que l'échéance approche (départ en retraite, projets…). L'intéressement, la participation ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps peuvent être abondés selon les conditions négociées dans chaque société.

Le Perco groupe EDF totalise à fin 2019 un encours de 927 millions d'euros.

L'actionnariat salarié

En 2019, une opération d'actionnariat réservée aux salariés (ORS) a été menée : 7,7 millions d'actions ont été proposées à 220 000 éligibles par transfert de titres de l'État. Le prix de référence était de 12,26 euros et le prix proposé aux salariés (intégrant une décote de 20 %) a été fixé à 9,81 euros. Cette opération a été couronnée de succès avec un nombre d'actions réservées ayant dépassé de près de six fois le nombre d'actions disponibles.

3.3.3.1.7 Un dialogue social rénové

L'agenda social 2019 d'EDF

Par décision d'organisation de la DRH Groupe « Piloter la négociation collective à EDF SA » du 1er octobre 2018, a été mis en place un pilotage de la mise en œuvre des accords collectifs permettant d'évaluer les effets des accords négociés et un agenda consolidé des Comités de suivi des accords collectifs (y compris de l'accord-cadre mondial sur la Responsabilité Sociale du Groupe EDF). Ce pilotage fait désormais l'objet d'une présentation annuelle en Comité de Direction de la DRH Groupe.

L'ensemble des sujets identifiés dans l'agenda social 2019 a été négocié avec succès. La négociation collective a été particulièrement riche à EDF en 2019, 12 accords et avenants ont été signés.

Le projet « Dialogue Social 2020 », lancé en mai 2018 et structuré avec un accord de méthode signé le 4 octobre 2018, a porté en 2019 sur la rénovation du dialogue social à EDF dans sa globalité (nouvelles institutions représentatives du personnel ; la place de la négociation collective d'Entreprise, d'établissement et de branche professionnelle ; le dialogue social informel et conventionnel ; la professionnalisation et la gestion des compétences des acteurs du dialogue social et le droit syndical). Ce sont 6 accords collectifs d'Entreprise qui ont été signés dans le cadre du Projet « Dialogue social 2020 » sur le champ du Dialogue social :

- l'accord collectif relatif à la mise en place des Comités Sociaux et Économiques d'établissement et des Représentants de Proximité au sein d'EDF ;
- l'accord collectif relatif à la mise en place du Comité Social et Économique Central d'EDF et sur les modalités de dialogue social au sein de la filière CSE ;
- l'accord relatif à la mise en place des délégués syndicaux et à l'exercice du droit syndical au sein d'EDF ;
- le protocole d'accord préélectoral en vue des élections des représentants du personnel des Comités sociaux et économiques d'établissement ;
- l'accord collectif autorisant le recours au vote électronique pour l'élection des membres des Comités sociaux et économique d'établissement ;
- l'accord collectif relatif à la désignation des représentants du personnel au Comité Social et Économique Central d'EDF du 11 décembre 2019.

Par ailleurs, en 2019, plusieurs accords et avenants ont été signés sur les domaines RH suivants :

- sur l'épargne salariale : Avenant n° 18 à l'accord du 29 novembre 2015 portant règlement du Plan d'Épargne Groupe d'EDF ;
- sur la rémunération : L'accord relatif aux mesures salariales individuelles pour l'année 2019 à EDF, l'accord collectif aux contributions d'EDF aux PERCO et PEG pour 2020, l'avenant n° 2 relatif à l'accord intéressement EDF 2017-2019 ;
- sur l'emploi et la formation : Avenant n° 1 à l'accord collectif portant sur les Compétences à EDF ;
- sur la mobilité : Accord collectif relatif à la Mobilité Durable du Groupe EDF.

L'Instance de Concertation et de Coordination de l'Entreprise (ICCE)

L'ICCE est un espace de dialogue social, d'échange et/ou de concertation avec les organisations syndicales représentatives à EDF, animé par le Directeur du Dialogue Social Groupe. On y expose et échange sur des sujets de société ou d'évolution qui ne relèvent pas de la compétence des IRP ou sur des sujets émergents, des décisions, ou des orientations politiques.

Pour l'année 2019 : 5 séances ont été organisées avec 3 ou 4 sujets présentés par séance (l'agenda social d'Entreprise, Groupe, branche professionnelle, la RSE dans les achats, mobilité électrique, avancement du projet My HR, politique Compétences, les nouveaux dispositifs de variables…). Une séquence « Actualités » a été mise en place et un rééquilibrage des thématiques a été opéré pour mieux intégrer notamment le sujet de la « formation » et les projets industriels de l'entreprise.

Les Instances de Représentation du Personnel

En France

Début 2019, on comptait 56 Comités d'Établissement (CE), un Comité central d'entreprise (CCE), un Comité Groupe France (CGF), 97 établissements pour les Délégués du Personnel et 205 Comités d'Hygiène, de Sécurité et des Conditions de travail (CHSCT). Avec les accords collectifs signés sur le Dialogue Social 2020 à l'été 2019, la cartographie des Instances de Représentation du Personnel a été rénovée et compte 47 Comités Sociaux et Économiques (CSE) d'Établissement, un Comité Social et Économique Central (CSE Central) et un Comité Groupe France (CGF). Leur mise en place s'est faite à la suite des élections professionnelles du 14 novembre 2019.

Le Comité central d'entreprise (CEE) puis le Comité Social et Économique Central (CSE Central)

En 2019, se sont poursuivi les échanges avec les élus sur les projets industriels ou de transformation de l'Entreprise :

- Des informations sur les avancées des projets de l'ingénierie (Flamanville, Hinkley Point C, Projet Inde, Projet EPR2), sur le passage de l'hiver par la Direction Optimisation Amont Aval Trading ;
- Des consultations ponctuelles sur les projets de réorganisations à la Direction de la Transformation et Efficacité Opérationnelle, à EDF Hydro, au pôle Services, Clients et Action Régionale (CSAR), également dans le cadre de la PPE, la fermeture de la tranche 4 de la Centrale du Havre au 1er avril 2021 ;
- Les consultations récurrentes Rebsamen ont été organisées en 2019 avec la Politique Sociale d'Entreprise aux mois d'avril et juin, et la Situation Économique et Financière de l'Entreprise en mai.

Douze séances se sont tenues en 2019, dont une sur deux jours. Le 19 décembre 2019 a été consacré à l'installation du CSE Central et à un moment de partage entre les anciens membres du CCE et les nouveaux élus au CSE Central.

Le Comité Groupe France (CGF)

Le CGF, lieu de dialogue à l'échelle du Groupe en France regroupe 28 élus des filiales du Groupe (EDF, Dalkia, EDF Renouvelables, Framatome, Enedis, CHAM, RTE etc.). En 2019, le CGF s'est réuni conformément à l'accord collectif CGF à trois reprises sur les sujets récurrents et des sujets en lien avec l'actualité du Groupe : la présentation des perspectives du Groupe, la situation économique et financière, les politiques et bilans de l'Emploi et de la Formation au sein du Groupe. Ces séances ont été l'occasion de présenter les filiales Enedis et Citelum, d'échanger sur le projet My HR, la Charte Éthique et Conformité Groupe. Les élus ont également pu visiter les installations de Dalkia au sein de l'hôpital de PURPAN à Toulouse.

À l'international

Le Comité d'Entreprise Européen (CEE)

Pour l'année 2019, le CEE qui réunit 38 représentants des filiales françaises, allemandes, britanniques, italiennes, belges, polonaises, slovaques, a été réuni à deux reprises conformément à l'accord collectif CEE. Il a pu échanger sur l'actualité du Groupe avec le Président d'EDF, la Stratégie du Groupe à travers la présentation du plan solaire, du plan stockage, du plan mobilité électrique, également sur l'actualité européenne, la présentation des comptes consolidés du Groupe pour 2018 ou encore les projets de réorganisation et leurs impacts sur les salariés comme la cession des activités E&P d'EDISON.

À travers les 5 Groupes de Travail mis en place, les membres du CEE réalisent des travaux à l'échelle européenne en lien avec la politique santé-sécurité, les domaines de l'égalité des chances et la diversité, les comptes consolidés en appui de l'expertise annuelle. À noter en 2019, la transformation du GT portant sur les garanties collectives en GT sur les garanties lors des fermetures de site de production.

3.3.3.1.8 Le regard des salariés : l'enquête d'engagement My EDF Group

Depuis la première édition de l'enquête interne d'engagement My EDF Group, menée en novembre 2012 auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, un plan de restitution des résultats aux salariés est systématiquement mis en œuvre. Les sociétés élaborent des plans d'action pour renforcer ou enclencher des dynamiques de progrès à partir des résultats constatés sur leur périmètre. Ce dispositif est réalisé dans toutes les langues du Groupe notamment en anglais. Les résultats exploitables à la maille de chaque société peuvent être éclairés suivant différents critères, sociaux, démographiques (genre, ancienneté, catégorie professionnelle…).

La 8e édition de l'enquête est intervenue du 24 septembre au 22 octobre 2019. Une importante campagne de communication interne a été organisée pour encourager les salariés à exprimer leur avis (vidéos, affiches et kit de communication). Le questionnaire a été simplifié depuis 2 ans (de 97 à 44 questions) et est désormais accessible depuis un smartphone :

- l'engagement des salariés se maintient à un taux de 64 % au niveau du Groupe avec une très légère hausse de 1 point par rapport à 2018. 70 % des salariés recommanderaient leur entreprise comme employeur, soit une hausse de 2 points par rapport à 2018. L'étude montre que la confiance dans le *management* de proximité demeure un atout fort (69 % de confiance dans les décisions du *management*, ainsi que l'implication des salariés (68 % + 2 pts vs 2018) ;
- le contenu du travail demeure à un niveau satisfaisant de 70 % avec une hausse de 5 points. En revanche la perception de l'efficacité des fonctionnements collectifs baisse de 2 points à 47 %. Les parcours professionnels 47 % de satisfaction ont fait l'objet de plan d'actions spécifiques qui commencent à porter leurs fruits (+ 4 pts) ;
- enfin, pour 85 % des salariés + 1 pt la sécurité est une préoccupation partagée par tous.

La participation des salariés (75 % et près de 99 500 de répondants), en nette progression par rapport à celle de la première édition (63 %), démontre l'intérêt dans la durée des salariés du Groupe pour cette enquête, garantit la fiabilité des résultats notamment soutenue par la mise en œuvre d'actions concrètes et visibles à l'issue des résultats.

3.3.3.2 EDF, entreprise responsable à l'égard de ses prestataires

3.3.3.2.1 La sous-traitance responsable



La politique de sous-traitance d'EDF est articulée autour de trois axes majeurs : donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ; faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques, de compétences et d'impact social ; développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, à l'appui notamment du nouvel accord mondial RSE (article 4) du groupe EDF signé le 19 juin 2018, ainsi que de l'accord sur la « Sous-Traitance Socialement Responsable » signé le 19 octobre 2006 au sein d'EDF.

Les engagements de l'accord RSE Groupe

Le Groupe peut être amené à recourir à des sous-traitants employant des personnes avec un contrat de travail d'un autre pays que celui d'intervention. Dans ce cas, une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, les conditions de travail, les conditions de logement et la santé-sécurité de ces salariés.

Le groupe EDF met en place un plan de vigilance comprenant une cartographie des risques identifiés chez ses fournisseurs et sous-traitants, leur évaluation et les mesures prises pour les prévenir.

Au sein d'EDF, le recours à la sous-traitance relève principalement des activités industrielles, commerciales, et du système d'information.

L'année 2019 a vu se poursuivre les tendances de 2018 dans la nature des activités confiées à la sous-traitance, à l'exception des activités de gestion immobilière pour lesquelles l'entreprise a adapté son modèle d'activité. Elle recourt en effet désormais à des *property managers* pour la gestion des sites tertiaires et à un *pilote facility management* pour les bâtiments tertiaires des sites industriels (filiale Dalkia EN).

Dans le domaine industriel

Les actions de progrès engagées depuis 2015 et concrétisées dans la Charte de Progrès signée en juin 2016 entre EDF et les Organisations Professionnelles représentant les prestataires sous-traitants du Groupe, se sont poursuivies en 2019. Il en est notamment ainsi des actions d'accompagnement des sous-traitants du chantier de Flamanville 3, engagées depuis 2017, en vue de la réduction de la charge d'activité. L'accompagnement des sous-traitants sur les sites en fermeture est organisé avec les parties prenantes territoriales ; en 2019, ceux de Fessenheim ont bénéficié d'accompagnements personnalisés.

Dans le domaine des Systèmes d'Information

L'entreprise a poursuivi en 2019 la mise en œuvre de sa stratégie industrielle dans le domaine IT qui dessine la part dévolue à la sous-traitance. En témoignent notamment la décision volontariste en faveur des logiciels « Open Source » (libres et gratuits) ainsi que la mise en œuvre d'une procédure accélérée de contractualisation avec les *start-ups*, vecteurs d'innovation. La vigilance sur les conditions de formation et de turnover des prestataires est maintenue, d'autant que le nombre total de fournisseurs du domaine IT a continué à augmenter.

Dans le domaine commercial

Dans un contexte concurrentiel accru, le commercialisateur a maintenu son recours aux centres de contacts externes pour faire face aux variations de charge et couvrir l'amplitude horaire élargie, les actes à valeur étant orientés vers les conseillers internes. Qu'ils soient internes ou externes, les centres de relation clients EDF sont localisés en métropole et sont labellisés pour les activités de relation clients et développement commercial. Les centres internes ont choisi le label « Engagé RSE Afnor ».

3.3.3.2.2 Achats responsables



Stratégie achats

EDF s'adresse chaque année à environ 12 800 fournisseurs.

La Direction des Achats Groupe gère les achats d'EDF, hors achats de combustibles, et une partie des achats tertiaires, informatique et télécommunications pour certaines filiales. Ce périmètre représente plus de 8 milliards d'euros de commandes en 2019 (7 milliards d'euros de commandes en 2018), hors fournisseurs appartenant au groupe EDF, avec la répartition suivante : 4,7 milliards d'euros en achats d'ingénierie et de production, 2,2 milliards d'euros en achats tertiaires et de prestations et 1 milliard d'euros en achats d'informatique et télécom.

En 2019, les cinq premiers fournisseurs d'EDF représentent 11,3 % du montant total de ses commandes (hors combustible) et les dix premiers fournisseurs représentent 18,1 % de ce montant. Ce sont, par ordre alphabétique : ALSTOM Power Service, ASSYSTEM Engineering and Operations, CAPGEMINI Technology Services, CWT France, ENDEL SAS, ONET Technologies TI, ORANO Démantèlement et Services, SOPRA STERIA GROUP, SPIE Nucléaire et WESTINGHOUSE Électrique France SAS. Les fournisseurs sont considérés comme stratégiques *via* un critère de non-substituabilité et à raison du volume d'achats. EDF mène les actions de surveillance adaptées.

En 2019, 95,23 % des achats ont été effectués en France, 0,84 % aux Pays-Bas, 0,70 % en Allemagne, 0,60 % en Suisse, 0,44 % à Singapour, 0,34 % au Royaume-Uni, 0,24 % en Espagne, 0,23 % au Portugal, 0,22 % aux États-Unis, 0,21 % en République tchèque, 0,17 % en Belgique, 0,16 % en Italie, 0,13 % au Liban, 0,11 % au Japon, 0,11 % au Maroc et 0,27 % dans plus de 50 autres pays, en Europe et dans le monde.

Démarche d'achats responsables

Une démarche

La Démarche achats responsables d'EDF est au cœur de la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe sur sa chaîne d'approvisionnement. Elle est structurée par la Direction des Achats Groupe qui fixe le cadre général et anime la filière Achats dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux.

La politique Achats Groupe, actualisée en 2019, énonce le respect des valeurs du Groupe par ses fournisseurs et l'inclusion systématique de clauses en matière environnementale, sociale et de droits de l'Homme dans les marchés. La signature d'un engagement de conformité [1], sur les sujets corruption-blanchiment-financement du terrorisme-conflit d'intérêts, conditionne la participation de tous les fournisseurs à tous les appels d'offres. La « Charte développement durable entre EDF et ses fournisseurs » [2] est une pièce contractuelle de chaque marché qui s'impose à tous les fournisseurs ainsi qu'à leur propre chaîne de valeur. Quand elles ne déclinent pas directement ces outils, les grandes filiales ont des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques. À titre d'exemple, 100 % des fournisseurs qualifiés d'EDF Renouvelables ont signé sa charte développement durable.

Le politique Achats Groupe privilégie l'ancrage local et la création de valeur dans les territoires [3]. Plus de 95 % des achats sont réalisés en France. Cette politique favorise de longue date la relation aux PME, ainsi que le recours aux secteurs adapté et protégé, et aux structures d'insertion par l'activité économique. EDF use pleinement des nouvelles possibilités offertes par la directive 2014/25/UE sur les réservations de certains achats au secteur protégé et adapté. En 2019 les achats d'EDF au secteur solidaire sont de 11,3 millions d'euros.

(1) edf.fr/sites/default/files/Lot%203/FOURNISSEURS/HOMEPAGE/Nos-processus/20190501_edf-declaration-et-engagement-de-conformite.pdf.
(2) edf.fr/sites/default/files/Lot%203/FOURNISSEURS/ACHAT%20RESPONSABLE/charteddedffournisseursv2042014.pdf.
(3) Voir section 3.3.1.2.6 « Création de valeur sur les territoires ».

Le développement volontaire des synergies industrielles entre les entités d'EDF renforce la cohérence du Groupe dans les relations avec les fournisseurs et prestataires. C'est, par exemple le cas, dans les achats éoliens pour lesquels Luminus et EDF Renouvelables coopèrent, mais aussi dans l'hydraulique, le nucléaire, le thermique, la HTB, ou encore les achats tertiaires et IT pour lesquels la presque totalité des filiales en Europe partagent des contrats-cadres d'EDF.

Dans la mise en œuvre des contrats d'achat, la Direction des Achats Groupe veille au maintien de l'équité financière à l'égard des fournisseurs, notamment par le respect des délais de paiement et des actions de *pricing*. Chaque acheteur signe obligatoirement un engagement déontologique qui rappelle les principes à respecter dans les relations avec les fournisseurs et les entreprises candidates.

En août 2019, EDF a été sanctionné à la suite d'un contrôle de la DGCCRF constatant des retards de paiement sur plus de 10 % de ses factures en 2017 (voir section 6.6.3 « Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients »).

Le groupe EDF propose à ses fournisseurs l'affacturage inversé collaboratif, qui leur offre la possibilité de préfinancer leurs factures avant la date d'échéance contractuelle, cela dès l'émission du bon à payer par EDF [1].

Affacturage inverse collaboratif	2019	2018	2015
Nombre de fournisseurs bénéficiaires	588	623	423
Montants concernés *(en millions d'euros)*	1 074	744	522

Des relations fournisseurs responsables et équilibrées

En 2019, un audit de suivi a confirmé le Label « Relations Fournisseurs et Achats Responsables » (RF&AR) délivré à EDF en 2015 par le ministère de l'Économie, la Médiation des entreprises et le Conseil national des achats, qui distingue les entreprises entretenant des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs [2]. En mars 2019, le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a signé la Charte Relations Fournisseurs Responsables et s'est engagé vers le processus de labellisation RF&AR.

Un service en ligne réservé aux fournisseurs est accessible sur le site Internet d'EDF. Il leur permet de se faire connaître ; d'accéder à des espaces dédiés aux prestataires du nucléaire et de l'hydraulique ; et, concernant les PME, de disposer d'un « guichet unique » pour déposer leurs offres de produits et services. Ce service donne accès au portail achats Groupe : il offre aux fournisseurs référencés un outil de dialogue et, à tous les fournisseurs, un accès aux outils et documents de référence (comme les conditions générales d'achats « petites commandes » et « simplifiées » et les conditions d'application à EDF du RGPD – règlement général de protection des données personnelles). En parallèle, un Numéro Vert gratuit (08.00.97.10.79) permet de signaler, en toute confidentialité, une difficulté qui ne saurait être traitée dans le cadre du suivi normal des relations contractuelles. Enfin, comme toutes les parties prenantes, les fournisseurs peuvent recourir au dispositif d'alerte du Groupe, mis en place conformément aux lois Sapin 2 et Devoir de vigilance, qui garantit l'anonymat et est accessible dans les six langues du Groupe.

Dans chaque pays, pour nourrir le dialogue, promouvoir le *sourcing* territorial et la montée en compétences des entreprises locales, les entités animent des forums réguliers ou des dispositifs spécifiques tels « CAP ENR », les ateliers « Une rivière, un territoire ». Parallèlement, la Direction des Achats Groupe organise des Journées Fournisseurs par grands domaines d'achat (production et ingénierie, informatique et télécommunications, tertiaire et prestations).

La Direction des Achats Groupe poursuit son action volontariste de « Partenariats Productivité ». Le but est d'améliorer la performance d'exécution du contrat par la coopération entre EDF et son fournisseur, pour un partage des gains, qui peuvent être financiers, organisationnels ou techniques (gains indirects liés, par exemple, à des réductions de durée de chantiers ou des coûts évités). Les résultats sont en hausse.

Partenariats Productivité	2019	2018	2017
Gains de productivité au périmètre EDF *(en millions euros)*	134,2	96,4	56,8

Une analyse des risques renforcée

Le respect des engagements RSE des fournisseurs est principalement assuré par la priorisation des évaluations, définie sur la base d'une cartographie des risques qui couvre les 253 segments d'achats d'EDF. Sur cette base, en 2019, la Direction des Achats Groupe a renforcé la performance de son analyse des risques, mise en place notamment conformément à la loi sur le Devoir de vigilance. La nouvelle méthodologie prend en compte tous les volets de la RSE (environnement, relations et conditions de travail, droits humains, éthique et conformité), et permet, *in fine*, de déterminer le niveau risque résiduel et d'identifier des actions à mener auprès du fournisseur.

Les risques bruts et les risques résiduels [3] sont évalués sur une échelle de 1 à 4 : risque limité, significatif, majeur ou critique. Les parades mises en place en amont de la contractualisation, les clauses contractuelles, ainsi que la surveillance des contrats permettent de sécuriser le risque résiduel critique sur les segments évalués. Des risques résiduels majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achats pour des points touchant essentiellement à la sécurité, à l'éthique, aux déchets, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits de l'Homme. 14 % des segments d'achats analysés sont classés à risque résiduel majeur ; 43 % sont classés à risque résiduel significatif ; 43 % sont classés à risque résiduel limité.

La surveillance des fournisseurs est principalement assurée par le Métier ou le *contract management*, qui disposent notamment des fiches d'évaluation de la prestation (FEP) et des fiches d'évaluation fournisseur (FEF). Chaque année, près de 10 000 évaluations sont ainsi réalisées, permettant de contrôler près de 2 000 fournisseurs. En complément, des évaluations et des audits RSE sont réalisés. À titre d'exemples, la Division de la Production Nucléaire (DPN) mène une centaine d'audits de qualification ou de suivi par an, et la Direction des achats Groupe diligente chaque année des centaines de questionnaires et une cinquantaine d'audits dans le monde :

- pour les questionnaires, la Direction des Achats Groupe utilise la plate-forme Internet d'évaluation et de dialogue ACESIA de l'AFNOR. Les questionnaires renseignés par le Fournisseur font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'AFNOR. Cet outil permet aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale ;
- les audits in situ chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants.

(1) EDF fait ainsi bénéficier ses fournisseurs d'un taux d'intérêt basé sur son propre risque financier et sur sa qualité de signature.
(2) EDF est l'un des premiers signataires de la Charte Relations Fournisseurs Responsables.
(3) Les risques résiduels sont ceux persistant après mise en place de parades.

À fin 2019, 1 750 fournisseurs ont été questionnés par la plateforme ACESIA, dont 815 ont été contrôlés. Les évaluations se sont avérées « satisfaisantes » dans près de 40 % des questionnaires. Elles se sont révélées « satisfaisantes » ou « acceptables avec commentaires » dans plus de 80 % des contrôles. Les entités du Groupe n'utilisant pas ACESIA, mettent en œuvre des modalités d'évaluation qui leur sont propres. La Division de la Production Nucléaire (DPN) demande à ses fournisseurs de s'engager à respecter la Charte de Progrès pour un Nucléaire Exemplaire et Performant et le Cahier des Charges Social du Comité stratégique de la filière nucléaire. Edison utilise une plateforme d'autoévaluation, articulée autour des dix principes du Global Compact et partagée avec d'autres entreprises. EDF Renouvelables évalue ses fournisseurs d'équipements stratégiques éoliens et solaires dans ses processus de qualification, qui comportent des critères sur l'ensemble des champs de la RSE. Un fournisseur de turbines chinois qualifié pour la première fois, l'a été sur le seul périmètre de ses usines certifiées ISO14001.

Toutes les entités du Groupe réalisent des audits d'évaluation ou de suivi dans leur supply chain. Les équipes de Dalkia, par exemple, ont réalisé 2 718 audits santé-sécurité auprès de ses sous-traitants sur des chantiers ou sites clients opérés par Dalkia. EDF Hydro, par exemple a audité 62 de ses fournisseurs : l'un d'entre eux a obtenu une notation insuffisante sur la maîtrise des risques RSE chez un sous-traitant en Chine, conduisant à lui demander d'établir un plan d'action et à porter une vigilance renforcée sur les commandes qui lui sont passées. Luminus a constaté un écart important chez un sous-traitant d'un de ses principaux fournisseurs : après plusieurs alertes, l'entité a suspendu son contrat, jusqu'à la mise en conformité de l'entreprise concernée. Par ailleurs, la Direction des Achats a diligenté 35 audits in situ en Europe, dont 77 % en France. En dehors de 5 audits de fin d'année dont le rapport n'était pas finalisé à date du bilan, 40 % ont eu un résultat « Satisfaisant », 50 % un résultat « Acceptable avec Commentaire » et 10 % un résultat « Insuffisant », donnant lieu à des plans d'actions avec les fournisseurs.

Les principaux points d'amélioration identifiés portent sur : les exigences liées à la loi sur le devoir de vigilance, encore insuffisamment déclinées par les fournisseurs dans leur propre supply chain ; des écarts opérationnels dans la gestion du confinement des effluents liquides et des produits chimiques, ainsi que sur le suivi des déchets ; la formalisation d'engagements RSE qui n'est pas encore systématique, notamment sur des réductions de déchets ou de consommation d'énergie ; un manque de connaissance du taux de recyclage/matières recyclées dans les produits entrants ; un faible nombre de bilans GES réalisés ; une prise en compte insuffisante de la biodiversité. Des non-conformités ont été relevées sur la signalétique sécurité et des formations n'intègrent pas d'actions préventives en matière de santé (addictions par exemple). Par ailleurs, peu de formations sont consacrées à l'éthique et à la lutte contre la corruption, la discrimination ou le harcèlement. Le développement de bonnes pratiques sociétales telles que le covoiturage et les flottes de véhicules électriques pour les déplacements urbains des collaborateurs, ou encore le partenariat avec des *start-ups* est également mis en évidence.

Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon

Depuis la reprise de ses contrats de charbon par JERA Trading (JERAT), EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un actif promoteur de *Bettercoal* [(1)] , l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont elle a été membre fondateur. *Bettercoal* réunit des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon pour faire progresser la RSE dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, particulièrement dans les mines, et notamment pour s'assurer du respect des droits fondamentaux. La démarche opérationnelle (audits et autoévaluations) s'articule autour d'un Code couvrant les principes éthiques, sociaux et environnementaux et des dispositions pertinentes pour les compagnies minières. Ce référentiel prend en compte des exigences de performance générale, y compris les systèmes de *management*, mais aussi de performance concernant : l'éthique et la transparence ; les droits de l'homme et du travail (tels que la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants, le droit à un salaire décent) et les questions sociales, y compris la santé et la sécurité ; l'environnement. EDF n'a plus renouvelé son adhésion mais ses approvisionnements en charbon restent couverts par *Bettercoal* car JERAT, son fournisseur, en est devenu membre, favorisant par ailleurs le développement de l'influence de Bettercoal en Asie.

Concernant l'uranium, EDF s'approvisionne principalement à long terme *via* des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, dans la plupart des principaux pays producteurs (Australie, aux États-Unis, au Canada, au Kazakhstan, en Afrique du Sud et en Russie). Les contrats ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les attentes d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. Le dispositif d'audits de mines d'uranium qu'EDF met en œuvre depuis 2011, permet de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai. La méthode a été élaborée avec WNA (World Nuclear es, liberté d'association) ; la question de la sécurité, particulièrement soulignée dans le cadre de l'activité minière (sécurité du proceAssociation), constituant un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Ce référentiel prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales (droits de l'homme, registre d'alertes, droits des personnes indigènes, radioprotection) ; l'environnement, compris dans son acception la plus large (eau, diversité, déchets, réhabilitation des sites après extraction).

EDF réalise chaque année ses audits de mines *via* des moyens internes (2 audits en 2019). Les rapports présentent points forts, recommandations et suggestions. Parmi ces dernières, les plus récurrentes concernent des points liés à la santé-sécurité (port des équipements individuels de protection comme les gants ou les lunettes), à l'affichage des consignes de sécurité, au suivi des accidents, au contrôle radiologique, au suivi des émissions de CO_2 ou des propositions relatives au bien-être au travail. Les recommandations issues des audits sont reprises dans les plans d'amélioration.

(1) bettercoal.org

3.4 Indicateurs et méthodologie

3.4.1 Indicateurs

3.4.1.1 Indicateurs de performance

Indicateurs de Performance	2019	2018	2017	Objectif	Périmètre [1]
EDF, ENTREPRISE ENGAGÉE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE (voir section 3.2)					
EDF, leader de l'énergie bas carbone (voir section 3.2.1)					
Émissions directes de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF *($MtCO_2eq$)* [2] √	33	36	51	< 30 Mt en 2030 *	Groupe
Intensité carbone : émissions [3] spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur *(gCO_2/kWh)*	55	57	82	-	Groupe
Capacités de production électrique renouvelables nettes installées *(GW)* [4]	32	33	32	50 GW en 2030	Groupe
EDF, entreprise engagée aux côtés de ses clients (voir section 3.2.2)					
Nombre de compteurs intelligents installés *(millions)*	26	18	10	41 millions en 2021	Groupe
Taux de véhicules électriques dans la flotte du parc de véhicules légers *(%)*	8,6	> 6,1	-	100 % en 2030	Groupe
Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation *(millions)*	47	28	-	-	EDF hors DOM et Corse
EDF, ENTREPRISE ENGAGÉE POUR UNE TRANSITION JUSTE ET SOLIDAIRE (voir section 3.3)					
EDF, entreprise responsable à l'égard des personnes et des communautés (voir section 3.3.1)					
Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur *(%)*	89,7	82,0	-	100 % en 2030	Groupe
Nombre d'accompagnements énergie	894 260	1 302 590	-	-	EDF et ÉS
Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption *(%)*	62	57	42	100 % en 2021	Groupe
Taux annuel d'achats à des PME en France *(%)*	22,5	23,7	23,5	22 % - 26 %	EDF et Enedis
Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES	3	1	4	-	Groupe
EDF, entreprise responsable à l'égard de l'environnement (voir section 3.3.2)					
Déchets radioactifs solides d'activité **:**					
France : volume de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité Vie Longue *(m^3)*	304	315	300	-	Groupe
Royaume-Uni : volume de déchets radioactifs solides à faible activité évacués *(m^3)*	444	474	453		Groupe
Taux d'évaluation de connaissance écologique du foncier *(%)* [5]	52	51	50		Groupe
Intensité Eau : eau consommée/production électrique du parc *(l/kWh)*	0,87	0,86	0,94	< 1 l/kWh en moyenne sur 5 ans (2015-2030)	Groupe
EDF, entreprise responsable à l'égard de ses salariés et de ses prestataires (voir section 3.3.3)					
Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe *(%)*	27,3	26,3	-	28 % en 2023	Groupe
LTIR Global *(salariés et prestataires)*	2,4	-	-	< 1,8 en 2020	Groupe
Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers *(salariés et prestataires)*	7	1	7	0	Groupe
Taux de salariés ayant bénéficié d'une formation dans l'année *(%)*	80	83	84	75 %	Groupe

* *Chiffre en cours d'ajustement avec l'initiative SBTi.*

(1) Pour la méthodologie et le périmètre de chaque indicateur de performance, voir la section 3.4.2.

(2) Hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles. Valeur 2018 de 35,5Mt arrondie à 36 Mt et 2017 de 51,3 Mt arrondie à 51 Mt. indicateur 2019 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA.

(3) Hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

(4) Le chiffre 2019 est impacté par la cession d'Alpiq (775 MW renouvelables), actif non stratégique cédé en mai 2019. Pour la méthodologie employée pour la consolidation des données nettes, voir la section 3.4.2.1.1.

(5) Les chiffres 2018 et 2017 ont été recalculés au nouveau périmètre 2019.

√ indicateur 2019 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.

3.4.1.2 Autres Indicateurs

INDICATEURS DÉCHETS RADIOACTIFS SOLIDES – GROUPE EN FRANCE (1)

	Unité	2019	2018	2017
Déchets radioactifs de déconstruction & industriel				
Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) (2)	m^3	2 481	4 111	1 186
Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA) (2)	m^3	785	321	410
Déchets radioactifs d'activité				
Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (3)	m^3	3 101	3 289	3 536
Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte (3)	m^3	5 734	5 827	5 603
Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à vie longue (3)	m^3	304	315	300

(1) Le périmètre du Groupe en France comprend EDF et Framatome.
(2) À partir de 2018, les chiffres de l'indicateur Déchets déconst. & indust. TFA intègrent Framatome avec 1 383 m^3. À partir de 2019, les chiffres de l'indicateur Déchets déconstruction & indust. FMA intègrent Framatome avec 2 m^3.
(3) Les chiffres 2018 et 2017 sont arrondis respectivement de 3 289,3 à 3 289 ; 3 535,9 à 3 536 ; 5 827,4 à 5 827 ; 5 603,4 à 5 603 ; 315,4 à 315 ; 300,2 à 300.

INDICATEURS DÉCHETS RADIOACTIFS SOLIDES – GROUPE AU ROYAUME-UNI

	Unité	2019	2018	2017
Déchets radioactifs d'activité				
Déchets radioactifs à Faible Activité évacués	m^3	444	474	453
Déchets radioactifs à Moyenne Activité générés	m^3	161	161	161

INDICATEURS DÉCHETS RADIOACTIFS SOLIDES – FRAMATOME (1) EN BELGIQUE ET USA

	Unité	2019	2018	2017
Déchets radioactifs de déconstruction & industriel				
Déchets radioactifs classe A – USA	m^3	235	208	-
Déchets radioactifs classe A – Belgique	m^3	87	168	-

(1) Les chiffres de l'activité internationale de Framatome sont reportés à partir de 2019. Les valeurs 2018 sont présentées rétroactivement.

INDICATEURS SOCIAUX

Groupe EDF	Unité	2019	2018	2017	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2019 et répartition					
EDF	Nombre	63 962	65 368	66 789	102-8
Enedis		38 754	38 691	38 888	102-8
TOTAL Groupe EDF √	Nombre	164 727	165 790	152 033	102-8
Effectif total Groupe EDF (en équivalent temps plein – ETP)	Nombre	161 523	162 209	148 785	102-8
Répartition des salariés par âge					
Salariés de moins de 25 ans √	%	7 %	7 %	7 %	102-8
Salariés de 25 à 35 ans √	%	29 %	29 %	30 %	102-8
Salariés de 36 à 45 ans √	%	26 %	26 %	26 %	102-8
Salariés de 46 à 55 ans √	%	26 %	26 %	26 %	102-8
Salariés de 56 ans et plus √	%	12 %	12 %	11 %	102-8
Nombre de cadres	Nombre	53 095	52 366	45 517	102-8
Pourcentage de femmes dans le collège cadres (1)	%	37 %	35 %	32,5 %	405-1
Nombre de non cadres	Nombre	111 632	113 424	106 515	102-8
Égalité professionnelle					
Effectif hommes √	Nombre	123 815	124 889	112 504	405-1
Effectif femmes √	Nombre	40 912	40 901	39 529	405-1
Hommes cadres	Nombre	38 097	37 888	32 654	405-1
Femmes cadres	Nombre	14 999	14 478	12 863	405-1
% de femmes dans les Comités de Direction (2)	%	27,0 %	26,3 %	Non disponible	405-1

√ *indicateur 2019 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.*

Groupe EDF	Unité	2019	2018	2017	Réf. GRI
Embauches/Départs					
Embauches	Nombre	10 377	9 809	9398	401-1
Départs retraite / inactivité	Nombre	3 444	3775	5 031	401-1
Démissions [3]	Nombre	3 285	3 141	2 397	401-1
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	1 545	1 114	2 140	401-1
Turn over [4]	%	5,6 %	5,4 %	6,13 %	401-1
Autres arrivées [5]	Nombre	7 289	6 739	9 999	401-1
Autres départs [4]	Nombre	10 259	8 562	7 825	401-1
Rémunérations					
Rémunérations brutes totales	M€	Voir note Charges de personnel			
Salariés à temps partiel	Nombre	10 389	10 406	9 264	102-8
Absentéisme					
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident) [6]	Nombre	9,10	9,12	9,19	403-2
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Accidents mortels salariés liés aux risques métiers	Nombre	1	0	2	403-9
Taux de fréquence salariés [7]LTIR		1,8	Non disponible	Non disponible	403-2
Taux de fréquence global du Groupe EDF LTIR		2,4	Non disponible	Non disponible	403-2
Accidents du travail salariés (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	434	667	613	403-9
Taux de gravité [8]		0,14	0,13	0,15	403-2
Maladies professionnelles		63	Non disponible	Non disponible	403-10
Relations professionnelles					
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives	%	88 %	88 %	89 %	102-41
Formation					
Nombre total d'heures de formation	Nombre	6 820 423	7 629 101	7 830 735	404-1
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	131 992	138 131	129 479	404-1
% de salariés ayant suivi une formation [9]	%	80,0 %	83,0 %	83,7 %	404-1
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap [10]	Nombre	5 682	5 640	5 279	102-8

(1) Ce pourcentage représente le nombre de femmes cadres/le nombre de femmes salariées.
(2) Ce pourcentage collecté depuis 2018, représente le nombre de femmes dans les Comités de Direction/nombre de personnes dans les Comités de Direction.
(3) Les fins des contrats particuliers (dont les alternants) sont comptés dans « Autres départs » quelle que soit la suite donnée. Les départs en cours de période d'essai sont comptés en « Autres départs ».
(4) Le turn over est calculé comme suit : entrées (nombre d'embauches) + sorties des effectifs (nombre de départs en retraite + nombre de démissions + nombre de licenciements, révocations, mise en inactivité d'office) divisé par deux rapporté à l'effectif physique fin de période multiplié par 100.
(5) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en « Autres arrivées » et « Autres départs ». Les alternants sont comptabilisés dans « Autres entrées ».
(6) Cette donnée tient compte du fait que la donnée reportée par Framatome est limitée aux salariés travaillant en France (voir méthodologie en section 3.4.2).
(7) Le taux de fréquence représente le nombre d'accidents du travail en service avec arrêt d'un jour ou plus pour un million d'heures travaillées.
(8) Le taux de gravité représente le nombre de jours d'arrêt pour un millier d'heures travaillées.
(9) Le % de salariés ayant bénéficié d'une formation correspond au nombre de salarié ayant suivi une formation/Effectif physique fin de période
(10) Dans certaines filiales cette donnée est déclarative.

3.4.2 Méthodologie

3.4.2.1 Périmètre de *reporting*

3.4.2.1.1 Principes

Le périmètre couvert par le processus de *reporting* (indicateurs sociétaux, environnementaux et sociaux) correspond à l'ensemble du groupe EDF tel que défini par la consolidation financière. Plus précisément, ce périmètre englobe EDF et les filiales intégrées de manière globale (intégration de 100 % de la valeur des indicateurs). Les filiales mises en équivalence sont exclues du périmètre de *reporting*, à l'exception des données de capacités renouvelables qui sont également agrégées par la méthode de consolidation nette (voir § « Consolidation nette des capacités du parc de production électrique »).

Les données extra-financières sont consolidées conformément aux normes financières (IAS-IFRS) [(1)]. Les entités acquises dans l'exercice sont intégrées au périmètre de consolidation l'année suivant leur date d'acquisition pour les données environnementales, sociétales et l'année de l'acquisition pour les données sociales si l'acquisition a été réalisée depuis plus de six mois à la date de clôture. Les données d'effectifs inscrits et de capacités de production sont présentées à date du 31 décembre.

Les capacités de production électrique renouvelables du Groupe sont consolidées conformément aux normes financières et également par la méthode de consolidation nette. Cette méthode prend en compte les données de l'ensemble des filiales dans lesquelles la Société détient une participation (*i.e.* participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et JV) et sont consolidées à hauteur du pourcentage détenu par l'entité, à l'exception de Dalkia dont les capacités sont consolidées à 100 %.

Les indicateurs remontés dans le cadre du processus de *reporting* le sont sur la base :

- du périmètre de consolidation établi par la Direction Financière ;
- des règles susmentionnées en termes de variation de périmètre ;
- de critères liés à la pertinence en termes d'impact environnemental et social des activités des filiales :
  - concernant les données environnementales et sociétales, les données des activités industrielles significatives en termes d'impacts environnementaux sont reportées ; ainsi, certaines filiales incluses dans le périmètre financier pourront ne pas figurer dans le *reporting* en raison de leur activité ou de leur taille peu significative au regard des enjeux environnementaux,
  - concernant les données sociales, le critère de sélection est l'effectif de l'entité (supérieur à 50).

Pour 2019, compte tenu des critères présentés ci-dessus, les écarts entre les périmètres de *reporting* des indicateurs sociaux, sociétaux et environnementaux sont les suivants :

- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs environnementaux et non par le *reporting* des indicateurs sociaux : EDF Belgium (Belgique), EES (États-Unis), C73 et C74 (filiales détenant un parc de production éolien et solaire aux USA) ;
- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs sociaux et non par le *reporting* des indicateurs environnementaux : Citelum, G2S, CHAM, EDF Trading et China Holding.

3.4.2.1.2 Évolution des périmètres

EDF Renouvelables a transféré les actifs photovoltaïques à ENR qui rentre dans le périmètre au 1er janvier 2019. La Holding Cyclife intègre désormais SOCODEI.

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales, sociétales ou environnementales au 31/12/2019	Périmètre indicateurs environnementaux et sociétaux	Périmètre indicateurs sociaux
Électricité de France	X	X
SEI	X	X
Enedis	X	X
EDF PEI	X	X
Électricité de Strasbourg	X	X
EDF Renouvelables	X	X
ENR	X	X
Dalkia	X	X
Framatome	X	X
Citelum		X
G2S		X
CHAM		X
Cyclife	X	X
EDF Trading	X*	X
EDF Energy	X	X
Edison	X	X
Luminus	X	X
EDF Belgium	X	
EDF Norte Fluminense	X	X
MECO	X	X
China Holding		X
C73	X	
C74	X	

* Uniquement la filiale EES – EDF Energy Services (USA).

(1) Référentiel comptable du Groupe, voir chapitre 6.

3.4.2.2 Précisions sur les données environnementales, sociétales et sociales

L'élaboration des données environnementales et sociétales de ce document s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* du Groupe en vigueur en 2019. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions est lié au processus de production et commercialisation d'électricité et de chaleur et aux autres processus relatifs à ces activités.

Dans l'éventualité de données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

Les indicateurs environnementaux de Dalkia liés à l'énergie sont consolidés sur une année glissante, du 1er décembre N-1 au 30 novembre N. Les autres indicateurs sont reportés sur l'année N.

3.4.2.2.1 Indicateurs de performance

Émissions directes (1) de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF

Les émissions du scope 1 (équivalent CO_2) du groupe EDF sont composées des émissions directes de CO_2, N_2O, CH_4, SF_6 et autres émissions mineures, estimées sur la base du bilan GES complet de l'année N-1, soit 0,57 Mt de CO_2e (environ 1,6 % du scope 1) en 2018. Les coefficients de pouvoir de réchauffement global (PRG) ont été mis à jour pour 2019 selon la référence la plus récente issue du dernier rapport du GIEC (voir 5e rapport du GIEC : www.ecoinvent.org/database). Ils sont de 30 pour le CH_4, 23 500 pour le SF_6 et 265 pour le N_2O. Le périmètre couvre le Groupe.

Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 (1) dues à la production d'électricité et de chaleur

L'indicateur est le ratio entre les émissions de CO_2 directes des centrales de production d'électricité et chaleur et leurs productions associées. Le périmètre couvre le Groupe.

Capacités de production électrique renouvelables nettes installées

L'indicateur comptabilise les capacités installées de production électrique en consolidation nette. Le périmètre couvre le Groupe.

Nombre de compteurs intelligents installés

L'indicateur comptabilise le nombre total de compteurs intelligents installés (posés) au 31 décembre de l'année de l'exercice. Ce total inclut tous les compteurs installés depuis le démarrage du déploiement des compteurs intelligents. Les seules entités du Groupe portant cette activité sont Enedis, SEI, EDF Energy et la Direction Internationale. Pour cet indicateur, ces entités couvrent alors l'intégralité du Groupe.

Taux de véhicules électriques dans la flotte du parc de véhicules légers

L'indicateur est le ratio entre le nombre de véhicules électriques (selon les critères bas carbone de l'initiative EV 100) (2) et le nombre total de véhicules dans le parc de véhicules légers immatriculés du groupe EDF. À partir de 2026, les véhicules légers d'intervention d'urgence suite à évènement climatique majeur seront, dans le cadre de l'initiative EV 100, retirés du nombre total de véhicules du groupe EDF. L'incertitude sur cet indicateur est calculée à +/- 0,5 point. Ceci est lié à la précision, à date, du comptage du parc total de Véhicules Légers. En 2019, cette précision a été toutefois améliorée par rapport à 2018 où elle était de 0,7 point. Le périmètre couvre le Groupe.

Nombre de consultation des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation

L'indicateur comptabilise le nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation. Le périmètre couvre EDF (hors DOM et Corse) étant donné que le déploiement des plateformes digitales dans les DROM n'est pas finalisé.

Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur

L'indicateur est le pourcentage de projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement, examinés en CECEG dans l'année d'exercice, et ayant fait l'objet d'une concertation conforme aux principes de l'Équateur. Le périmètre couvre le Groupe.

Nombre d'accompagnements énergie

L'indicateur comptabilise le nombre d'accompagnements s'adressant à tout client connaissant une difficulté. Cet accompagnement est destiné à analyser la situation et proposer les solutions les plus adéquates. Le périmètre couvre la France où l'activité concerne deux entités : EDF et ÉS.

Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption

L'indicateur est le ratio entre les dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption et la population totale de dirigeants dans le Groupe. Il s'agit d'une donnée cumulative, comptabilisée depuis juin 2016. Les dirigeants sont, pour EDF, les personnels classés en D1, D2, D3 ainsi que des membres du Comex, et, pour les filiales, les membres des Directions Générales. Un dirigeant est considéré comme formé au programme de lutte contre la corruption dès lors qu'il a reçu le certificat correspondant à cette formation (attestant que le parcours complet a été effectué). Le périmètre couvre le Groupe.

Taux annuel d'achats auprès des PME

L'indicateur est le ratio, exprimé en pourcentage, entre le volume annuel des achats réalisés par EDF SA et Enedis auprès des PME situées en France, rapporté au volume annuel des achats totaux réalisés en France par EDF SA et Enedis. L'identification des PME est réalisée par application des catégories INSEE, définissant qu'une PME (Petite et Moyenne Entreprise) compte moins de 250 personnes et a un chiffre d'affaires annuel n'excédant pas 50 millions d'euros. Le classement des fournisseurs dans la catégorie PME est réalisé par un prestataire auquel EDF demande de qualifier le fichier des fournisseurs, en vérifiant que ces PME ne sont pas contrôlées au-delà de 25 % par une Grande Entreprise ou par une ETI. Le périmètre couvre la France où la localisation des PME est certifiée à partir du n° SIREN.

Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES

L'indicateur concerne le nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*). Le périmètre couvre le Groupe.

Déchets radioactifs solides d'activité

L'indicateur concerne les déchets solides du parc de production nucléaire en exploitation. En France, l'indicateur couvre les déchets de haute et moyenne activité à vie longue. Au Royaume-Uni, l'indicateur couvre les déchets de faible activité (seule catégorie de déchets radioactifs évacués des sites de production). Le périmètre couvre le Groupe où les activités associées aux déchets radioactifs concernent : EDF, Framatome et EDF Energy.

Biodiversité

L'indicateur sur l'évaluation de la connaissance écologique du foncier est le ratio entre la surface des sites qui ont fait l'objet d'un inventaire (réalisé par un bureau d'études ou autre organisation spécialisée) et la surface totale des sites (actifs sous contrôle majoritaire au sens financier). En 2019, le périmètre couvre EDF, EDF Energy, PEI, Edison, Luminus, Norte Fluminense, Framatome et Cyclife. En 2020, le périmètre sera élargi aux parcs solaires français d'EDF Renouvelables. Concernant SEI, il n'est pas possible de définir une surface émergée, car cette retenue de faible hauteur en milieu tropical est composée d'îles et îlots plus ou moins immergés selon les saisons, avec une saison des pluies importantes. Les valeurs 2018 et 2017 ont été recalculées au périmètre 2019. Le périmètre 2019 couvre le Groupe, excepté SEI et EDF Renouvelables.

(1) Émissions directes de CO_2, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

(2) Véhicules 100% électrique sur batterie, véhicules hybrides rechargeables avec a minima 50 km d'autonomie en électrique, véhicules équipés d'un prolongateur d'autonomie avec a minima 50 km d'autonomie en électrique, véhicules à hydrogène.

Intensité d'eau : eau consommée/production électrique du parc (l/kWh)

L'indicateur est le ratio entre l'eau consommée et la production électrique totale du Groupe. Les consommations d'eau pour la production de chaleur et d'autres activités du Groupe sont prises en compte dans le calcul de l'indicateur. Leur quantité négligeable (< 0,1 %) n'est pas de l'ordre à changer la valeur de l'indicateur. Le périmètre couvre le Groupe.

Taux de salariés ayant bénéficié d'une formation dans l'année

Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du *reporting* ne sont pas prises en compte.

Le nombre d'heures de formation intègre les heures passées en école par les contrats de professionnalisation. Pour 2019, les heures passées en école par les contrats de professionnalisation ne sont pas reportées par Framatome.

L'indicateur est calculé par le ratio entre le nombre de salariés ayant suivi une formation et l'effectif physique fin de période. Le périmètre couvre le Groupe.

Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe

Le CODIR est une instance de décision qui remplit l'un des critères suivant :

- l'ensemble des membres correspond à 1,5 à 2 % des effectifs totaux de l'entité ;
- la présidence est assurée par un (e) cadre dirigeant ou cadre supérieur ;
- le (la) Président(e) du Comité possède une délégation de pouvoir sur les dépenses d'investissement liées à l'objet social de l'entreprise ;
- le (la) Président(e) du Comité dispose du pouvoir disciplinaire pour toute ou partie des salariés de l'entité ;
- les Comités se réunissent au moins une fois par mois.

Les personnes membres de plusieurs Comités de Direction au sein d'une même filiale, ou membre à la fois d'un Comité de Direction filiale et d'un Comité de Direction EDF Groupe sont comptabilisées une seule fois. Cet indicateur est calculé par le ratio du nombre de femmes dans les CODIRs sur le nombre de personnes dans les CODIRs. Le périmètre couvre le Groupe.

LTIR Global (salariés et prestataires)

Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liée à la réalisation des activités, EDF a mis en place en 2017 un nouvel indicateur « LTIR » correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons. Cet indicateur est communiqué à compte de l'exercice 2019.

Le taux de fréquence global LTIR du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salariés et prestataires, quel que soit le niveau de sous-traitance y compris co-traitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour survenus au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. Les heures travaillées prises en compte pour le calcul du taux de fréquence sont des heures réelles correspondant aux heures d'« exposition aux risques » selon la CNAM. Le périmètre couvre le Groupe.

Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)

L'indicateur comptabilise le nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers intervenus dans l'année. Le périmètre couvre le Groupe.

3.4.2.2.2 Précisions sur les données environnementales et sociétales

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau

Les indicateurs relatifs à l'eau de refroidissement comprennent l'eau prélevée et restituée en rivière, en mer et en nappes phréatiques. Pour les CNPE situés en bord de mer et pour les centrales thermiques, les quantités d'eau de refroidissement prélevées/restituées sont calculées sur la base des temps de fonctionnement et des débits nominaux des pompes.

Pour la société MECO, le circuit de refroidissement de la CCGT est ouvert. La restitution d'eau est alors complète et aucune consommation significative n'est à reporter. Sur cette base aucune valeur n'est reportée par MECO à partir de 2018.

Ces indicateurs ne sont pas collectés par EDF RE, filiale d'EDF Renouvelables aux États-Unis, et certains sites d'Edison (uniquement les centres d'exploitation gérés par Fenice), leurs valeurs étant négligeables à l'échelle du Groupe.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions dans l'air des centrales thermiques du groupe EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards.

Les émissions de SF_6 du Groupe sont calculées, en priorité, sur la base d'un bilan massique ou à défaut, dans une moindre mesure, à partir d'une méthode d'estimation validée par la Direction de l'entité concernée (par exemple, application d'un taux de fuite).

Les centrales CCG, hors EDF, ne reportent pas les émissions de poussière, sans impact significatif à l'échelle du Groupe. La société MECO ne collecte pas les émissions de N_2O et SF_6, également sans impact significatif à l'échelle du Groupe.

Émissions indirectes du scope 3 : EDF établit annuellement un Bilan GES (scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard. Le bilan 2018 nous a permis d'identifier les postes significatifs d'émission retenus pour l'exercice 2019. En effet, en 2018, trois postes représentent plus de 70 % des émissions de GES : les émissions directes de CO_2, les émissions indirectes associées à la combustion du gaz vendu à nos clients finals et les émissions indirectes associées à production de l'électricité achetée pour vendre à nos clients finals.

Précisions sur les déchets conventionnels

Les données relatives aux déchets conventionnels ont été obtenues sur la base des informations disponibles à la date de clôture concernant les quantités évacuées et les filières d'élimination. Il est à noter que les données reportées ne sont pas exhaustives pour ce qui concerne les déchets industriels conventionnels d'EDF Renouvelables, ces données ne pouvant être à ce stade reportées dans les délais de *reporting* du Groupe. Dalkia reporte sur les installations les plus significatives sur l'année N-1 pour France et pour les filiales étagères sur janvier N à décembre N, avec une estimation sur ce dernier mois.

Les déchets de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent *reporting* lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF. Les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires ne sont en revanche pas pris en compte. Concernant le gestionnaire de réseau de distribution Enedis, le *reporting* des déchets est réalisé sur une année glissante, du 1er novembre N - 1 au 31 octobre N.

Précisions sur les déchets radioactifs

EDF

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de très faible activité vie courte (TFA-VC) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte :

- du volume réel des déchets TFA-VC directement évacués au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) depuis les sites de production, qui correspond :
  - au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement,
  - au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction ;
- du volume réel des colis de déchets TFA-VC expédiés au CIRES depuis Centraco (après transformation) liés au traitement par incinération et par fusion des déchets métalliques EDF. Le volume à attribuer aux sites en fonctionnement et aux sites en déconstruction est déterminé au prorata des tonnages livrés par les sites en fonctionnement et par les sites en déconstruction.

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de faible et moyenne activité vie courte (FMA-VC) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte :

- du volume réel des déchets FMA-VC directement évacués au Centre de Stockage de l'Aube (CSA) depuis les sites de production, qui correspond :
  - au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement,
  - au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction ;
- du volume réel des colis de déchets FMA-VC expédiés au CSA depuis Centraco (après transformation) liés au traitement par incinération et par fusion des déchets EDF. Le volume à attribuer aux sites en fonctionnement et aux sites en déconstruction est déterminé au prorata des tonnages livrés par les sites en fonctionnement et par les sites en déconstruction.

Depuis 2016, la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (par l'ANDRA) est également appliquée aux déchets TFA-VC et également aux colis envoyés par Centraco, le cas échéant. Il intègre la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (cas des déchets supercompacté).

Pour l'indicateur « Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue » (HMA-VL), le conditionnement des déchets est pris en compte dans le calcul.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis sont produits environ 10 ans après que les combustibles ont effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets à vie longue et qui projette sur l'avenir proche le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement suite au traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations et est une combinaison :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) ;
- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande etc.) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : sur la base d'un retour d'expérience.

Framatome

Les données de déchets radioactifs de Framatome en France sont assimilables aux déchets de déconstruction d'EDF permettant ainsi leur consolidation. Au niveau international, les déchets classe A (USA et Belgique), ne sont pas consolidés aux chiffres en France. En effet, les déchets radioactifs sont expédiés et colisés selon les réglementations nationales en vigueur dans chaque pays.

EDF au Royaume-Uni

Les données relatives à l'indicateur « Déchets radioactifs de Moyenne Activité » des activités nucléaires d'EDF Energy sont fondées sur l'inventaire des déchets radioactifs produits dans l'année, établi tous les trois ans par la Nuclear Decommissioning Authority. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à Moyenne Activité à la fin de vie des sites de production nucléaire. Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites. L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire dans l'attente d'une décision nationale sur leur traitement final. Une mise à jour de l'inventaire national a été réalisée en 2019 et l'inventaire a été publié sur le site officiel du « UK Radioactive Waste Inventory ».

Les « Déchets radioactifs de Faible Activité » incluent les dessicants qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de Moyenne Activité conformément à la réglementation en vigueur.

Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables

Pour Dalkia, la quantité d'électricité est mesurée. La quantité de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables est estimée par des rendements de référence en fonction de la consommation de combustibles renouvelables.

3.4.2.2.3 Précisions sur les données sociales

Précisions sur la thématique dialogue social

Un indicateur de performance est en cours de réflexion pour compléter les résultats présentés dans la partie dédiée § 3.3.3.1.7.

Précisions sur le calcul des effectifs et mouvements

Depuis 2011, la population considérée dans la collecte est l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec une des sociétés du Groupe.

Pour les entités sorties du périmètre de consolidation au cours de l'année considérée :

- les indicateurs calculés en cumul depuis le début de l'année prennent en compte ces entités pour la période où elles appartenaient au périmètre de consolidation ;
- les indicateurs à date mesurés au 31 décembre représentent la situation à la fin de l'année et ne prennent pas en compte les entités sorties du périmètre de consolidation.

L'effectif comprend des salariés qui sont co-employés par EDF et ENGIE. Ainsi, un employé travaillant à 50 % pour EDF est compté pour 0,5 dans l'effectif publié.

Les indicateurs « Autres arrivées » et « Autres départs » comprennent notamment :

- les mouvements entre sociétés du Groupe ;
- les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières, conformément à une convention sectorielle (statut des IEG) ;
- les mouvements de certaines catégories de salariés, notamment les alternants, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes.

Ces mouvements ne sont donc pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements.

Précisions sur le calcul de l'absentéisme

EDF prend en compte, dans son calcul de l'absentéisme, les absences correspondant aux motifs suivants : les absences pour maladie, les absences pour accident du travail et de trajet ainsi que les absences diverses telles que les absences non rémunérées et les absences injustifiées. Les absences relatives aux activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles sont exclus. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées.

Les absences consécutives à un mi-temps thérapeutique sont prises en compte à 50 % du temps de travail contractuel.

Concernant le nombre de jour d'absence pour maladie, pour 2019 la donnée reportée par Framatome est limitée aux salariés travaillant en France soit 9 132 sur un effectif total de 14 630.

Au niveau Groupe, l'indicateur « nombre de jours moyen d'absences » est la somme des absences pour maladies, décomptées en jours ouvrés au prorata du temps de travail des salariés, et des absences dues aux accidents du travail, décomptées en jours calendaires.

Précisions sur le nombre d'accidents du travail en service liés à l'activité professionnelle

En ce qui concerne les intérimaires et les prestataires, les accidents sont déclarés par l'agence d'interim et par l'employeur du salarié prestataire selon la réglementation du travail en vigueur localement. Sont pris en compte les accidents intervenus dans le cadre de travaux réalisés pour le compte du groupe EDF et sur ses installations, équipements, sites, réseaux, etc. Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF, ne sont pas prises en compte.

La sous-traitance consiste, pour une entreprise dite « donneur d'ordres », à confier la réalisation à une entreprise, dite « prestataire » une ou plusieurs opérations d'études, de conception, d'élaboration, de fabrication, de mise en œuvre ou de maintenance. Sont prises en compte toutes les situations d'intervention de prestataires dans le cadre d'un contrat, sur les installations, équipements (sites, réseaux, etc.) du groupe EDF dans les domaines de sous-traitance présentés au paragraphe 3.3.3.2. Il s'agit du nombre d'accidents du travail en service déclarés selon la réglementation du travail en vigueur localement et dont les circonstances montrent qu'ils sont liés à l'activité professionnelle. Les malaises, les accidents pendant les activités de team building, les activités de la vie courante survenant sur le lieu du travail ne sont pas pris en compte.

Précisions sur les indicateurs d'accidentologie

Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail.

Concernant les accidents mortels prestataires liés aux risques métiers : sont pris en compte les accidents mortels en service survenus à des prestataires dans le cadre de travaux réalisés pour le compte de l'entreprise quel que soit le niveau de sous-traitance, sont exclus les malaises. Les accidents de circulation en mission sont pris en compte mais pas ceux de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel.

Concernant les accidents mortels salariés liés aux risques métiers : cet indicateur correspond au nombre d'accidents mortels des employés au travail, sont exclus les malaises et les accidents de trajet sur le trajet domicile habituel lieu de travail. Ne sont pris en compte que les salariés de l'entreprise, y compris les alternants et les apprentis.

Précisions sur le nombre d'heures travaillées

Concernant le nombre d'heures travaillées salariés, la valeur à retenir pour le nombre d'heures travaillées est le « temps d'exposition du salarié à un risque sous la subordination de l'employeur ».

Une heure supplémentaire compte pour une heure travaillée quel qu'en soit le mode ou le niveau de rémunération.

Concernant le nombre d'heures travaillées prestataires, il peut être calculé de différentes façons selon le type de contrat ou la nature de la prestation réalisée. Lorsqu'il n'est pas possible d'identifier formellement le nombre d'heures réalisées, la comptabilisation peut être réalisée à partir des relevés d'heures des employeurs des prestataires, au travers des outils de pointage, ou estimées sur la base d'un taux horaire forfaitaire retenu. Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF ne sont pas prises en compte. Les heures travaillées durant les prestations de transport de matériel ou de marchandises ne sont pas prises en compte.

Précisions sur l'intégration des données santé sécurité

En 2017, les données santé sécurité de la filiale IMTECH (intégrée dans le Groupe en 2017) détenue à 50 % par EDF Energy et 50 % par Dalkia ont été intégrées à 100 % dans les données de Dalkia.

Précisions sur le décompte des maladies professionnelles :

En 2019, le nombre de maladies professionnelles est publié au niveau du Groupe suivant une définition commune à toutes les filiales du Groupe soit le nombre de salariés présents au 31 décembre ayant déclaré une maladie professionnelle sur l'exercice qui n'a pas été rejeté par la CPAM. Pour 2019, la donnée reportée par Enedis ne prend pas en compte les salariés concernés qui auraient quitté l'entreprise au 31 décembre.

Précisions sur les indicateurs de suivi des salariés en situation de handicap

Dans les pays où la réglementation n'impose pas de déclaration obligatoire du nombre d'employés en situation de handicap, la donnée reportée est communiquée sur la base des déclarations volontaires des salariés. Certaines filiales ne communiquent pas de données sur cette thématique. En 2019, les filiales EDF training et MECO ne déclarent pas de salariés en situation de handicap.

3.5 Notation extra-financière

Les évaluations des principales agences de notation spécialisées et de gestionnaires de fonds éthiques indiquent la performance du Groupe en matière de RSE, dans son secteur de référence. Les évaluations et récompenses soulignent la reconnaissance externe de la performance développement durable du Groupe. En 2019, les résultats d'EDF ont à nouveau progressé : maintien dans l'indice DJSI World, maintien dans la « A list » du CDP Climate Change, et forte progression dans la notation Sustainalytics.

Dow Jones Sustainability Indexes (DJSI)

En 2019, EDF obtient le score de 80 sur 100, tandis que la moyenne du secteur des Electric Utilities se situe à 45/100. Pour la 4e année consécutive EDF est membre de l'indice DJSI Word intégré pour la première fois en 2016. EDF fait partie des 458 *sustainability leaders* parmi les 4 710 entreprises évaluées par RobecoSAM en 2019 et se classe 10e au sein des 100 *Electric Utilities* (8e sur 91 en 2018, 5e sur 98 en 2017, 6e sur 92 en 2016). Dans son rapport annuel 2020 (*Sustainability Yearbook*), RobecoSAM distingue EDF en tant que « *Yearbook member* », ce qui signifie que le Groupe se situe dans le top 15 % des entreprises les plus performantes de son secteur d'activité.

CDP Climate Change

En 2019, pour la 3e année, EDF est membre de la « A List » obtenue pour la première fois en 2016 et réintégrée en 2018. Moins de 4 % des 273 *Electric Utilities* dans le monde sollicitées par les investisseurs pour répondre au CDP ont obtenu cette note maximum, la note moyenne du secteur étant de C (et D pour le nouveau groupe des Nuclear Power Generation Utilities). En 2017, EDF avait obtenu la note de A- et le niveau leadership. En 2015 EDF avait obtenu la note de A- (B en 2014 et en 2013, sur une échelle de A à F). La réponse d'EDF est publique sur le site du CDP.

CDP Water Security

En 2019, EDF a obtenu la note de B, niveau *Management*, en progression par rapport à 2018 (C en 2018, B en 2017, comme en 2016 et en 2015 sur une échelle de D- à A). La réponse d'EDF est publique sur le site du CDP.

CDP Supply Chain

EDF répond chaque année au CDP Supply Chain à la demande de ses clients grands comptes français et étrangers qui sollicitent la réponse du groupe EDF en tant que fournisseur, aussi bien sur la partie Climate change que sur la partie Water Security du questionnaire Supply Chain.

Indice FTSE4Good

En mars 2012, le groupe EDF a été admis au sein de l'indice FTSE4Good. L'admission d'EDF au FTSE4Good est réexaminée tous les six mois, et EDF a été systématiquement confirmé depuis son entrée dans l'indice. En juillet 2019 l'inclusion du groupe EDF dans l'indice a été renouvelée. En 2019, la notation globale progresse à 4,7 sur 5 (4,4 en 2018) et le groupe EDF se classe 4e de son secteur d'activité, les *Utilities*, parmi toutes les entreprises évaluées en obtenant la performance relative de 97/100 (95/100 en 2018).

Indices Euronext VigeoEiris

En novembre 2012, Euronext et Vigeo ont lancé conjointement une gamme d'indices distinguant les entreprises cotées en Bourse qui démontrent les meilleures performances en matière de Responsabilité Sociale. Ces indices sont actualisés deux fois par an, en mai et novembre.

À fin novembre 2019, EDF fait partie de tous les indices auxquels il peut prétendre : indices Euronext VigéoEiris World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20. En 2018, lors de sa dernière évaluation, EDF a obtenu une note de 66 sur 100, en progression de 6 points par rapport à la précédente notation (60/100 en 2016 et 58/100 à fin 2014) et atteint ainsi pour la 2e fois le niveau *advanced*. Il se classe 5e des 62 entreprises du secteur des Electric & Gas Utilities. La prochaine évaluation aura lieu en 2020.

Sustainalytics

En 2019, EDF obtient l'excellent score de 86/100, en progression de 3 points par rapport à 2018 (83/100), de 4 points par rapport à 2017 (82/100), de 8 points par rapport à 2015 (78/100) et se classe 2e sur les 193 entreprises du secteur des *Utilities*. Il figure parmi les 2 % meilleurs du secteur. Pour la 3e année consécutive, le groupe EDF est leader parmi ses pairs, c'est-à-dire les entreprises de taille

comparable dans son secteur d'activité. EDF est membre de l'indice STOXX ESG Leaders Index.

ISS-OEKOM
En 2019, EDF a obtenu la note globale de C+ et obtient pour la première fois la note de B+ sur la partie « Social et Gouvernance ». La notation globale est stable depuis 6 ans (C+ en 2018, 2017, 2016, 2015 et 2014 et C en 2013, sur une échelle de D- à A+). Sur les 121 entreprises du secteur des Electric Utilities évaluées par ISS-OEKOM en 2019, EDF fait partie des 20 % meilleures et se trouve être une des très rares entreprises du secteur à obtenir la note de B+ sur la partie « Social et Gouvernance » de l'évaluation.

Morgan Stanley Capital International (MSCI)
En 2019, EDF obtient le niveau *advanced level*, avec un score de A (sur une échelle de CCC à AAA), comme en 2018, 2017, 2016 et 2015.

EcoVadis
EDF obtient en 2019 l'excellent score de 73/100 et le niveau *advanced level*, mais en léger retrait de 2 points par rapport à 2018 (75/100) contre 72/100 en 2016 et 2015. Avec une note relative de 98/100, le groupe EDF se classe parmi les 5 % meilleurs des 211 entreprises de son secteur d'activité et les 1 % meilleurs tous secteurs confondus. Il obtient la distinction « Gold Recognition Level » réservée aux entreprises dont le score est supérieur à 62/100.

Afnor Acesia Solutions Achats
En 2018 EDF obtient la note de 98 sur 100, comme en 2017, en progression de 7 points par rapport à 2016 (91 sur 100) et de 13 points par rapport à 2015 (85 sur 100).

Centre Français d'Information sur les Entreprises (CFIE)
Depuis 17 ans, le CFIE publie chaque année une étude sur la qualité de l'information sociale et environnementale publiée dans les rapports annuels des grandes entreprises françaises, qualité appréciée en fonction de l'exhaustivité et de la précision des informations fournies. En 2019, pour la 3e année consécutive, le Groupe se classe 1er des 22 grandes entreprises évaluées, avec la note de 70,6/100 tandis que la moyenne des entreprises évaluées en 2019 est de 58/100.

3.6 Annexes, tables de correspondances et rapport des Commissaires aux comptes

3.6.1 Plan de vigilance



Conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, EDF publie dans cet URD son troisième plan de vigilance. Il en ressort que l'identification, la prévention et l'atténuation des risques d'atteinte grave aux droits de l'Homme, à l'environnement et à la santé-sécurité des personnes sont prises en compte pour l'ensemble des activités du groupe EDF, y compris dans ses relations avec ses fournisseurs et sous-traitants, de façon systématique et dans une démarche de progrès continu. EDF inscrit son plan de vigilance dans le cadre des principes directeurs de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'Homme.

3.6.1.1 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi Devoir de vigilance

Le groupe EDF est un énergéticien intégré dont les activités comportent des risques dans les trois champs d'application du devoir de vigilance. Il est présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité et une partie des métiers du gaz : production d'électricité nucléaire, renouvelable et thermique ; transport et distribution d'électricité ; commercialisation ; services énergétiques ; négoce d'énergie (cf. section 1.4).

Acteur principal du marché français, en métropole et en Outre-mer, il possède des positions fortes en Europe, notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique. Premier exploitant électronucléaire mondial, le groupe est également présent dans la conception et la fabrication d'équipements et de combustibles nucléaires. Premier producteur d'énergies renouvelables en Europe, il exploite 80 % de la capacité hydro-électrique en France continentale et développe des capacités dans les autres énergies renouvelables, en particulier l'éolien terrestre et offshore, le photovoltaïque et la biomasse. Le Groupe est aussi un acteur gazier qui produit de l'électricité et de la chaleur à partir de centrales à cycles combinés et commercialise du gaz naturel dans plusieurs pays.

Pour l'essentiel, ses activités sont situées dans les pays de l'OCDE. Ses actifs et projets gérés dans des pays pouvant être qualifiés de « pays à risque », nécessitent une vigilance particulière y compris dans les relations avec les partenaires. Pour la chaîne d'approvisionnement, plus de 95 % des fournisseurs de rang 1 gérés par la Direction des Achats Groupe sont localisés en France ou dans l'Union européenne. Les fournisseurs de certaines filiales ou ceux impliqués dans les projets internationaux requièrent une attention spécifique.

Compte tenu du caractère principalement industriel de ses activités, la vigilance du Groupe sur les risques d'atteinte aux droits ou à la santé des personnes (salariés, prestataires, riverains, communautés locales et clients) et à l'environnement s'impose préalablement à ses décisions d'investissement, tout particulièrement dans la construction, l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des ouvrages.

3.6.1.2 Périmètre et méthodologie d'élaboration

Périmètre du plan de vigilance

Le périmètre du plan de vigilance couvre les activités d'EDF, celles de ses filiales contrôlées(1), ainsi que celles de ses fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque leur activité est en lien avec cette relation.

Les filiales DALKIA et Framatome qui comptent plus de 5000 salariés sont intégrées dans le plan avec l'ensemble des filiales françaises et internationales. RTE et Enedis, gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité en France, sont des filiales gérées en toute indépendance, qui publient, à ce titre, leur propre plan de vigilance.

Méthodologie d'élaboration

L'élaboration du plan associe l'ensemble des acteurs du Groupe :

- Les directions corporate d'EDF : Direction du Développement Durable, Direction juridique, Direction des Risques, Direction Ethique et Conformité et Direction des Achats
- Les directions métiers d'EDF et les filiales portant des projets à l'international
- L'ensemble des autres directions métiers d'EDF et filiales du Group
- Les organisations syndicales représentatives, dans le cadre de l'accord mondial sur la responsabilité sociale du Groupe (accord mondial RSE)

Le plan s'appuie sur les référentiels du Groupe :

- Politiques Groupe, prescriptives et s'appliquant à toutes les filiales contrôlées : maîtrise des risques et contrôle interne, gouvernance des filiales et participations, management de projets, éthique et conformité, développement durable ; santé sécurité, achats
- Documents internes rendus publics : Charte Ethique, Code de conduite Ethique et Conformité, Charte développement durable Fournisseurs ; Accord social mondial sur la responsabilité d'entreprise (RSE)
- Référentiels externes : Global Compact des Nations-Unies, Principes directeurs de l'ONU sur les entreprises et les droits de l'Homme, Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationale, Guide des Droits Humains à destination des PDG du WBCSD, Conventions de l'OIT garantissant les principes

(1) Filiales intégrées dans le périmètre de consolidation par intégration globale au sens de l'article L. 233-16II du Code de commerce (en France et à l'étranger)

et droits fondamentaux du travail et luttant contre les discriminations, Déclaration sur les droits de l'enfant, Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, Convention de l'OCDE sur la lutte contre la corruption d'agents publics étrangers dans les transactions commerciales internationales, Convention des Nations Unies contre la corruption, Global Reporting Initiative (GRI), Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RF&AR)

En 2020, EDF renforce sa gouvernance du plan de vigilance. Un *compliance officer* dédié est nommé à la Direction du développement durable. Il est en charge du pilotage du plan et de son compte-rendu, sur la base des remontées des entités et en lien avec un Comité Devoir de Vigilance associant les autres directions corporate concernées (juridique, risques, éthique et conformité, ressources humaines). Les dirigeants mandatent un Responsable Devoir de Vigilance dans l'entité dont ils ont la charge, qui pourra être soit le Responsable Ethique et Conformité, soit le Responsable Développement Durable.

3.6.1.3 Association des parties prenantes

L'accord social mondial RSE, signé par EDF en 2018 avec les syndicats du Groupe et deux fédérations syndicales internationales (IndustriAll et ISP) stipule que son plan de vigilance est « élaboré et mis en place en association avec les parties prenantes de l'entreprise y compris les organisations représentatives des salariés ».

Une réunion annuelle est organisée avec l'ensemble des signataires de l'accord, qui siègent au Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale (CDRS), afin de partager la méthodologie du plan de vigilance. En 2020, un travail est programmé avec les membres du CDRS pour construire en commun de nouveaux outils utiles aux opérationnels et optimiser la cartographie des risques liés au devoir de vigilance. En 2019, une formation sur les droits de l'Homme et la loi sur le devoir de vigilance a été organisée à l'OIT de Turin pour l'ensemble des membres du CDRS avec des managers de la Direction du Dialogue Social (DRH Groupe).

A l'externe, EDF a participé, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'Homme (EDH [(1)]), à des échanges avec d'autres entreprises, des juristes, des ONG et des fédérations syndicales en vue d'échanger de façon ouverte sur les attentes des parties prenantes, comparer les pratiques des entreprises et améliorer les processus d'élaboration du plan de vigilance.

EDF a participé à l'étude commanditée par l'OIT, et présenté en décembre 2019, sur la mise en œuvre des plans de vigilance.

3.6.1.4 Cartographie des risques saillants

Pour EDF, les risques couverts par le plan de vigilance répondent aux caractéristiques des « risques saillants » conformes aux principes directeurs de l'ONU sur les entreprises et les droits de l'Homme.

Leur identification repose sur la même base méthodologique que la cartographie générale des risques du Groupe, dont le périmètre est plus large. Chaque entité du Groupe réalise sa cartographie des risques, internes et externes, sous la responsabilité du management et selon des critères communs d'évaluation de l'impact et de la maîtrise des risques (cf. section 2.1.2.1).

La cartographie générale hiérarchise les risques Groupe selon leur degré de criticité, déterminé par l'analyse croisée de trois critères : l'impact, la probabilité, le niveau de maîtrise et de contrôle. Sur cette première base, le plan de vigilance retient trois catégories de risques principaux, pouvant porter sur :

1. La sécurité et la santé des salariés et des prestataires (cf. section 2.2.1-1C)
2. L'impact des activités du Groupe et de sa supply chain sur le climat (cf. section 2.2.4-4C et 3.2.1.1.5 présentant le bilan GES complet du Groupe, c'est–à-dire pour ses scopes 1, 2 et 3).
3. Les activités industrielles (hors nucléaire et hydraulique) et leurs impacts sur l'environnement et la biodiversité (cf. section 2.2.1-1H)

Les risques liés à la sûreté nucléaire (cf. section 2.2.2) et à la sûreté hydraulique (cf. section 2.2.1 -1B) sont classés parmi les risques principaux dans la cartographie générale des risques Groupe. La culture de sûreté et la maîtrise de ces risques constituent la priorité absolue du Groupe et le cœur même de sa performance globale.

Au regard des atteintes aux personnes et à l'environnement, le Groupe considère que le niveau de risque le plus sensible concerne son activé à l'international. Les risques sont analysés à partir des cartographies établies par les entités concernées en fonction de trois grands critères : les contextes des pays d'accueil, les caractéristiques des projets eux-mêmes et de leurs impacts, les caractéristiques des chaînes de prestataires et de fournisseurs impliqués.

Concernant la supply chain, une cartographie des risques est réalisée par la Direction des Achats Groupe. Elle porte sur les 253 segments d'achats d'EDF qui recouvrent 12800 fournisseurs et sous-traitants. Les risques principaux portent sur :

1. La santé- sécurité au travail, notamment dans les prestations de manutention/levage/maintenance
2. L'environnement, principalement dans la production de déchets, en phase d'exploitation ou de démantèlement d'installations ; mais aussi dans l'utilisation de matériaux rares, notamment chez les fournisseurs d'équipements informatique et télécom
3. Les droits de l'Homme, particulièrement dans le secteur textile qui fournit les Equipements de Protection Individuels des salariés

Son analyse permet d'établir des priorités pour les évaluations, contrôles et audits. (cf chapitre 3.3.3.2.2).

Droits de l'Homme et libertés fondamentales

Dans le domaine des droits de l'Homme et des libertés fondamentales, le devoir de vigilance a conduit le groupe EDF à mettre en place une démarche de diligence raisonnable pour l'ensemble de ses entités, qui se traduit concrètement par une identification des risques saillants et des mesures d'atténuation associées. Ces risques sont d'abord appréciés en fonction des pays où l'entreprise, ses filiales et ses fournisseurs exercent leur activité, avec une attention particulière sur les pays à risques. Dans ses activités et projets en Amérique Latine, Asie, Afrique et Moyen-Orient, en raison de pratiques locales et de législations moins exigeantes que les standards des pays de l'OCDE, le Groupe identifie :

1. Des risques d'atteinte aux droits des communautés, des peuples indigènes et groupes vulnérables (notamment lors des processus de dialogue et de concertation, particulièrement lorsque se posent des enjeux fonciers ou de déplacements de populations) ;
2. Des risques sur les conditions de travail, dont le travail forcé et le travail des enfants
3. Des risques sur les pratiques des services ou sociétés de sécurité

Environnement

La cartographie des risques pour l'environnement est établie en fonction des différents types d'activités industrielles du Groupe. Ces risques sont identifiés, évalués, et hiérarchisés à travers le système de *management* de l'environnement (SME) du Groupe. Les points prioritaires concernent :

1. L'impact sur le climat
2. L'impact sur les différents compartiments de l'environnement (l'eau, les sols, l'air, la biodiversité)
3. La gestion des déchets et l'empreinte sur les ressources naturelles

En outre, les risques chimiques, par leurs conséquences potentielles, font l'objet d'un examen particulier.

A l'international, les risques d'atteintes graves sont d'abord évalués en fonction des pays où l'entreprise, ses filiales et ses fournisseurs exercent leur activité ou font fabriquer leurs produits. Les points de vigilance retenus en priorité concernent les activités exercées par la chaine des fournisseurs et prestataires dans des pays d'Amérique Latine, d'Asie, d'Afrique, du Moyen-Orient et, dans certains cas, du continent européen où les pratiques locales ou les législations peuvent être moins exigeantes qu'en France ou dans l'Union Européenne. Les risques principaux concernent :

1. Le respect par la supply chain de l'engagement du Groupe sur sa trajectoire carbone
2. La protection de la biodiversité
3. Le traitement des déchets (déchets conventionnels, panneaux solaires, batteries…)

Santé et sécurité

La cartographie des risques d'atteinte à la santé et à la sécurité pour les travailleurs, pour les clients et pour le public est établie par la Direction Santé Sécurité et dans le cadre du SME.

(1) e-dh.org

Concernant les salariés du Groupe, des prestataires, fournisseurs et sous-traitants, les risques classés prioritaires sont :

1. les accidents du travail
2. les maladies professionnelles (amiante, rayonnements ionisants),
3. les troubles musculo-squelettiques et anxio-dépressifs.

Pour le public, les risques saillants sont liés au fonctionnement des installations industrielles. A titre d'exemple, les lâchés d'eau des barrages sont susceptibles de présenter des dangers pour les promeneurs, et l'impact acoustique des éoliennes peut provoquer des nuisances pour les riverains. Pour les clients des entités du Groupe fournisseurs d'électricité, le principal risque identifié est celui d'accident d'électrocution.

3.6.1.5 Actions de prévention et d'atténuation des risques

La prévention et l'atténuation des risques sont traitées par chaque entité concernée, par l'application des politiques corporate et sectorielles et sur la base de la méthodologie commune de maîtrise des risques du groupe qui prévoit la description de plans d'actions de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité. Les projets industriels font l'objet d'analyses de risques sur le champ d'application du devoir de vigilance en tenant compte de leur nature, taille, caractéristiques techniques et localisation, Dans ce cadre, les études d'impact environnementales et sociales s'appuient sur les référentiels internationaux les plus exigeants (IFC, WB, ADB).

En outre, EDF évalue systématiquement les risques dans les dossiers d'investissement : 100 % des projets présentés au Comité des Engagements du Comité Exécutif Groupe (CECEG) font l'objet d'un criblage sur les enjeux relatifs aux droits de l'Homme et aux libertés fondamentales, à l'environnement (notamment pour le climat, la biodiversité et les ressources naturelles) et la santé et la sécurité des personnes.

Droits de l'Homme et libertés fondamentales

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave aux droits de l'Homme, EDF s'appuie d'abord sur sa Charte Ethique qui expose les valeurs du Groupe, dont le Respect et la Responsabilité, et les décline en exigences fondamentales pour la conduite de ses activités. La charte se réfère aux dix principes du Pacte Mondial des Nations Unies, notamment : promouvoir et respecter la protection du droit international relatif aux droits de l'Homme dans sa sphère d'influence ; veiller à ce que ses entités ne se rendent pas complices de violations des droits de l'Homme ; ne tolérer aucune forme de travail forcé ou obligatoire, ni de travail des enfants. En complément, la politique Développement Durable Groupe prescrit aux entités de « ne tolérer aucune atteinte aux droits de l'Homme dans toutes ses activités et chez ses fournisseurs ». L'accord social mondial sur la RSE érige les droits de l'Homme en « condition préalable à toutes les activités ». Au regard du respect des droits des communautés locales, le dialogue et la concertation constituent l'un des six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE N°5) (cf. sections 3.3.1.1 2 et 3.3.1.2.1).

Environnement

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à l'environnement, EDF s'appuie sur sa Charte Ethique qui engage ses entités à une approche de précaution, une démarche de responsabilité et au développement de technologies respectueuses de l'environnement. La gestion des risques identifiés, y compris ceux liés au changement climatique, est intégrée au système de *management* de l'environnement (SME) et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Ces risques font l'objet de plans d'actions découlant des orientations de la politique Développement Durable Groupe (cf. chapitre 3.1.2.4.4).

Le SME organise le pilotage de la performance environnementale à l'échelle du Groupe, visant, en particulier, à maîtriser les risques liés aux émissions de GES, aux impacts sur l'eau, l'air, les sols, et à la production de déchets conventionnels et radioactifs. Une attention particulière est portée à la préservation de la biodiversité et aux services rendus par les écosystèmes. Ce système est certifié par un organisme externe, Afnor Certification, selon la norme internationale ISO 14001 (version 2015) sur un périmètre représentant la quasi-totalité du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales contrôlées, hors Enedis (cf. section 3.1.2.4.2).

- Climat

Le Groupe EDF est conscient à la fois de l'impact de ses activités sur le changement climatique, de l'impact du changement climatique sur ses activités et des attentes de ses parties prenantes. Son premier objectif de responsabilité d'entreprise concerne le climat (cf. section 3.2.1.1 « EDF, engagé en faveur du climat (ORE n° 1). 97 % de ses investissements sont orientés vers sa stratégie bas carbone, c'est-à-dire dans des moyens déjà décarbonés ou permettant l'intégration de plus d'énergies renouvelables (cf. section 3.2.1.1.4).

Depuis 2017, le Groupe a engagé une trajectoire de baisse significative de ses émissions de gaz à effet de serre (GES) directes. Début 2020, il aintégré la coalition Business Ambition for 1.5 degrees : dans ce cadre, il renforce son objectif de réduction des émissions directes de gaz à effet de serre (pour le scope 1 : baisse de 50 % en 2030 au lieu de 40 % par rapport à 2017 précédemment visée) et il prévoit de se fixer des objectifs de réduction des émissions indirectes (scope 3).

Pour ce faire, le Groupe s'appuie sur les atouts de sa production déjà décarbonée à 90 % grâce au nucléaire et à l'hydraulique (cf section 1.1 chiffres clés) ; il s'engage à sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030 avec, en particulier, l'objectif de fermer les dernières centrales fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022 en France et 2024 au Royaume-Uni (cf. section1.3.2) ; il recherche des alternatives à la production thermique qui reste importante actuellement dans les territoires insulaires (cf. section 3.2.1.1.3) ; et il investit en France et dans le monde (cf. section 1.3.4.2) pour atteindre un doublement de ses capacités installées d'énergies renouvelables entre 2014 et 2030

- Biodiversité

La protection de la biodiversité est l'objet d'un des six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise du Groupe (ORE N°6). Elle s'exerce notamment à travers le SME. La certification ISO 14001 témoigne de sa prise en compte dans les activités du Groupe. L'ambition d'EDF, illustrée par son engagement en 2018 dans l'initiative *act4nature*, consiste, à terme, à générer des impacts positifs pour la biodiversité. Cet objectif concerne l'ensemble du cycle de vie des installations et s'étend à l'ensemble de la chaîne de valeur, y compris les politiques d'achats et les relations avec les fournisseurs et sous-traitants. (cf. section 3.3.2.1).

- Déchets conventionnels

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche d'amélioration continue, fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit. Elles disposent de plans d'actions visant à limiter la production de déchets et intégrés dans les programmes d'action des systèmes de *management* (EDF, ES, Dalkia, Luminus, EDF Energy) avec des indicateurs associés (quantité de déchets évités, économies réalisées sur la gestion des déchets, quantités d'équipements réemployés, etc.). Plusieurs leviers d'action sont utilisés : des procédures internes (anticipation des chantiers : schémas d'organisation de la gestion des déchets systématiquement élaborés préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance, conventions de vente ou dons pour réemploi), des prescriptions dédiées dans les cahiers des charges, des solutions techniques innovantes (séparation eau/huile des effluents hydrocarburés, décapage de l'amiante), de nombreuses actions de sensibilisation du personnel et des prestataires (communication, formations, guide de prévention déchets comportant de nombreuses bonnes pratiques, *e-learning*), des démarches de réduction de la dangerosité des déchets avec la limitation de l'utilisation de produits dangereux (voir section 3.1.2.4.4).

Un « Concours prévention déchets » en place depuis 2011 et élargi à l'ensemble du Groupe depuis 2016 recense les bonnes pratiques. Les activités de réemploi en interne Groupe ou avec l'externe se développent fortement en lien avec les cessations d'activité d'unités de production et avec l'appui d'outils de mise en relation.

- Ressources naturelles

En cohérence avec la transition énergétique, le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur, une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise et a inscrit cet axe dans sa politique de développement durable. Les principes de l'économie circulaire nourrissent la conduite managériale de l'entreprise et concernent de nombreux domaines au-delà de la seule gestion des déchets[1] notamment l'énergie, cœur de métier du Groupe, les ressources (cf. section 3.3.2.2.4), les sols (cf. section 3.3.2.2.3) et l'eau (cf. section 3.3.2.2.1).

(1) Concernant le gaspillage alimentaire, EDF ne considère pas cette information comme une information significative. Au regard de son analyse de matérialité, EDF n'estime pas matérielles les informations liées aux modifications de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce, s'agissant de la précarité alimentaire, du bien-être animal et de l'alimentation responsable, équitable et durable.

■ Risque chimique

Pour réduire les risques de pollution, les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement lorsque cela est techniquement possible. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et repro-toxiques) ou considérées comme extrêmement préoccupantes (cf. section 3.1.2.4.4)

■ Risque radiologique

La sûreté nucléaire est la priorité n° 1 du Groupe et la préoccupation majeure et permanente du Groupe. Pour le nucléaire, elle repose sur des dispositions techniques et organisationnelles visant à se prémunir d'un accident nucléaire ; et dans le cas hypothétique d'un tel accident, à en limiter les conséquences (cf. section 2.2.2). Concernant les déchets radioactifs, EDF a mis en place conformément aux dispositions applicables, un dispositif industriel de gestion et de réduction de ses déchets d'exploitation et de démantèlement dans le respect de l'environnement, de la santé de populations et des personnels concernés (cf. section 3.3.2.2.5).

■ Risque hydraulique

Pour l'hydraulique, la sûreté repose sur l'ensemble des dispositions prises, aussi bien lors de la conception des barrages et des aménagements que durant leur exploitation, afin d'assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. (cf. section 2.2.1 - 1b). L'utilisation responsable et le partage de l'eau sont cadrés par la politique Développement Durable et par le SME (cf. section 3.3.2.2.1).

Santé et sécurité

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à la santé et à la sécurité de ses salariés, fournisseurs et sous-traitants intervenant sur ses sites, le Groupe s'appuie sur une politique Santé et Sécurité renforcée par un engagement signé par le Président et tous les membres du Comex. Cette politique s'accompagne d'une feuille de route et définit le cadre de cohérence des politiques et plans d'actions des différentes filiales (cf. section 3.3.1.4).

La politique Santé et Sécurité fixe comme priorité absolue l'éradication des accidents mortels (3.3.3.1.), puis la réduction du nombre d'accidents ainsi que de l'absentéisme. Les risques identifiés font l'objet de campagnes d'information. Les sociétés du Groupe s'autoévaluent selon « 10 Règles Vitales » spécifiquement définies par EDF pour prévenir la survenue d'accidents graves, voire mortels. Les événements à haut potentiel (HPE) font l'objet de partage et d'analyse pour favoriser le retour d'expérience.

EDF promeut le concept de santé globale et relaie les campagnes de santé publique. Concernant la santé et la sécurité des clients et du public, ses entités déploient des dispositifs d'information adaptés sur les usages de l'électricité (cf. section 3.3.1.1.4) et à proximité de ses sites.

Achats

La politique Achats Groupe indique que le respect des engagements contractuels et des exigences de la politique Développement Durable à l'égard des personnes et de l'environnement « constitue le socle de la relation avec les fournisseurs».

Une démarche « achats responsables » conduite par la Direction des Achats Groupe permet d'identifier les risques liés aux fournisseurs (cf. section 3.3.3.2.2.). Elle implique notamment l'intégration de performances RSE dans les clauses contractuelles. Des écarts graves constatés chez les fournisseurs peuvent remettre en cause la relation contractuelle, et aller jusqu'à sa rupture.

Le respect des engagements environnementaux et sociétaux des fournisseurs est principalement assuré par la priorisation des évaluations, définie sur la base de la cartographie des risques de la Direction des Achats. Dans les segments classés à risques majeurs, ces évaluations prioritaires sont effectuées : soit par des questionnaires, basés sur la norme ISO 26000, complétés par les fournisseurs et leurs sous-traitants ; soit par des audits[1] effectués par des prestataires externes

Dans la chaîne d'approvisionnement et du charbon, EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un promoteur actif de *Bettercoal*[2], l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont elle a été membre fondateur. Concernant la chaîne d'approvisionnement en uranium, les contrats contiennent des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les exigences d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. Le dispositif d'audits de mines d'uranium qu'EDF met en œuvre depuis 2011, permet de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai (cf. section 3.3.3.2.2.).

3.6.1.6 Mécanisme d'alerte

Depuis 2018, le dispositif d'alerte éthique du Groupe a élargi aux tiers – outre les salariés, collaborateurs extérieurs ou occasionnels – la possibilité de saisir le dispositif d'alerte de tout risque d'atteinte grave aux droits de l'Homme et libertés fondamentales, à l'environnement et à la santé et sécurité des personnes. Il garantit aux alerteurs un régime de protection conforme aux dispositions légales qui leurs sont applicables.

La Direction Ethique et Conformité examine la recevabilité des alertes enregistrées dans le dispositif (cf. section 3.3.1.1.1). La Direction Ethique et Conformité examine les alertes lancées sur le fondement de la loi sur le devoir de vigilance (cf. section 3.3.1.1.1).

3.6.1.7 Dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité

Afin de suivre les mesures mises en œuvre et évaluer leur efficacité, EDF s'appuie sur des indicateurs établis dans le cadre de son processus de reporting extra-financier, qui couvrent les champs du devoir de vigilance (cf. section 3.4.1 Indicateurs), ainsi que sur le dispositif de pilotage des risques Groupe et sur le dispositif de pilotage des six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, intégrés à la boucle stratégique du Groupe.

A compter de 2020, les dirigeants mandatent un Responsable Devoir de Vigilance dans l'entité dont ils ont la charge, qui pourra être soit le Responsable Ethique et Conformité, soit le Responsable Développement Durable.

Chaque année, un bilan du plan de vigilance est présenté au Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale (CDRS) ainsi qu'en Comité de Responsabilité d'Entreprise du Conseil d'administration.

3.6.1.8 Procédure d'évaluation régulière de la situation des filiales, des sous-traitants et des fournisseurs au regard de la cartographie des risques

En application du guide de contrôle interne, les entités et filiales sont tenues d'élaborer une fiche d'auto-évaluation pour le plan de vigilance. Cette fiche a pour but d'évaluer la cotation des risques identifiés (analyse des résultats, faits, causes, conséquences), la maîtrise et la performance de l'entité et d'indiquer les objectifs de son plan d'action annuel. Un focus particulier est demandé sur l'évaluation des fournisseurs. Des audits réguliers sont effectués par la Direction de l'Audit du Groupe.

Par ailleurs, dans le cadre de la démarche Achats responsables, la Direction des Achats Groupe, les grandes directions et les filiales procèdent à des évaluations RSE de leur fournisseurs et sous-traitants, à la fois sur la base de questionnaires et d'audits, réalisés en propre ou par des organismes indépendants (cf. section 3.3.3.2.2). Chaque année, près de 10 000 évaluations sont ainsi réalisées, permettant de contrôler près de 2 000 fournisseurs. En complément, des évaluations et des audits RSE sont réalisés. A titre d'exemples, la Direction de la production nucléaire (DPN) mène une centaine d'audits de qualification ou de suivi par an. La Direction des achats Groupe diligente chaque année des centaines de questionnaires et une cinquantaine d'audits dans le monde.

3.6.1.9 Compte rendu du plan de vigilance du groupe EDF

En 2019, le groupe EDF a continué de mettre en œuvre les exigences du devoir de vigilance dans l'ensemble de ses activités et de ses relations avec les fournisseurs et sous-traitants.

Principales actions à l'échelle du Groupe

Pour les nouveaux projets d'investissements en France métropolitaine, en Outremer et à l'international, l'identification des risques, discutée dans différents Comités des

(1) Le référentiel des audits est notamment basé sur les normes ISO 26000, OHSAS et SA80000
(2) bettercoal.org/

engagements du Groupe, en particulier ceux du Comité exécutif du Groupe[1] (CECEG) et du Comité Business Development International (CBDI), s'appuie sur une nouvelle grille de criblage qui intègre les risques relevant du devoir de vigilance.

Les projets financés par des *green bonds* ou par des banques de développement ont fait l'objet d'un *reporting* sur les questions sociales et environnementales auprès des financeurs.

Plus précisément, les actions suivantes ont été mises en œuvre.

Droits de l'Homme

En juin 2019, le président du Groupe EDF a été l'un des cosignataires du « Guide des droits humains à destination des PDG » publié par le WBCSD (World Business Council For Sustainable Development).

Dans la conduite des projets internationaux, l'engagement des parties prenantes et la recherche du consentement ont été systématiques. Le recours éventuel à de la main d'œuvre migrante sur les chantiers et à des forces de sécurité sur les sites ont fait l'objet d'une attention renforcée. Par exemple, tous les projets hydrauliques ont fait l'objet d'un plan d'engagement des parties prenantes et de mécanismes locaux de gestion des plaintes. Ces plans permettent à toutes les personnes concernées d'exprimer librement leurs doléances ou craintes, et de participer à la prise de décision.

En matière de formation, le *e-learning* « les droits de l'Homme dans l'entreprise » développé avec l'association Entreprises pour les droits de l'Homme (EDH), a été actualisé pour intégrer le devoir de vigilance et est accessible à l'ensemble des salariés. Un second e-learning ciblant le risque « droits de l'Homme » dans la supply chain, plus spécifiquement dédié aux acheteurs, a été mis à disposition fin 2019.

Environnement

Les risques environnementaux ont été identifiés et intégrés dans le système de *management* de l'environnement du Groupe (SME) et dans le dispositif de contrôle interne (cf.chapitre 3.1.2.4.4) En matière de biodiversité, une étude finalisée en 2018 avec l'aide du WCMC (World conservation monitoring center) priorise les sites les plus sensibles (généralement associés à une aire protégée de haut profil). En 2019, une analyse complète des risques climatiques a été réalisée.Parmi les grands électriciens européens, EDF est aujourd'hui l'un de ceux publiant un bilan GES annuel le plus détaillé sur l'ensemble de sa chaîne de valeur (cf. section 3.2.1.1.5). Au titre de 2019, le Groupe figure pour la troisième fois sur la liste A du *CDP Climate Change*, qui regroupe les entreprises les plus performantes en matière de transparence et d'objectifs sur leur approche carbone et leur engagement dans la lutte contre le changement climatique.

Santé/sécurité

Chaque entité du Groupe a porté des plans d'actions visant à améliorer en permanence la sécurité et la santé au travail. A la demande du Comex, un temps d'arrêt a été organisé le 3 octobre 2019 au niveau de toutes les équipes de travail, impliquant salariés et prestataires, afin de débattre notamment des accidents mortels auxquels le Groupe a été confronté en 2019, après une réduction les années précédentes, et afin de définir localement des actions pour améliorer le niveau de prévention. Les salariés du Groupe ont été encouragés à se former par un nouveau *e-learning* construit par la Safety Academy (14 295 salariés d'EDF ont suivi un module de cette formation). Un focus important a été consacré à la situation des salariés des prestataires. Dans ce cadre, une convention de partenariat a été signée avec l'association MASE en mai 2019 et une action a été menée à l'occasion du salon Preventica pour encourager les entreprises prestataires à mettre en place un système de *management* Santé-Sécurité.

Achats

En 2019, la Direction des Achats Groupe a renforcé la performance de son analyse des risques, conformément à la loi sur le devoir de vigilance. La nouvelle méthodologie prend en compte tous les volets de la RSE (environnement, relations et conditions de travail, droits humains, éthique et conformité), et permet de déterminer le niveau de risque résiduel et définir la priorité des contrôles et actions à mener auprès des fournisseurs selon leur segment d'achat (cf. section 3.3.3.2.2).

Des audits réguliers d'évaluation et de suivis sont effectués. Par exemple EDF Hydro a audité 62 de ses fournisseurs : l'un d'entre eux a obtenu une notation insuffisante sur la maîtrise des risques RSE chez un sous-traitant en Chine, conduisant à lui demander d'établir un plan d'action et à porter une vigilance renforcée sur les commandes qui lui sont passées. Luminus a constaté un écart important chez un sous-traitant d'un de ses principaux fournisseurs : après plusieurs alertes, l'entité a suspendu son contrat, jusqu'à la mise en conformité de l'entreprise concernée. Par ailleurs, la Direction des Achats a diligenté 35 audits in situ en Europe, dont 77 % en France. 10 % ont obtenu un résultat « Insuffisant », donnant lieu à des plans d'actions avec les fournisseurs.

Exemples d'actions mises en œuvre par les entités

- Pour le projet de barrage hydroélectrique au Myanmar SCHWE LI 3, la Direction Internationale et EDF Hydro ont identifié les principaux risques : risques liés aux conflits en cours dans l'Etat de Shan où se situe le projet, risques liés au déplacement de population, risques de non-respect du droit des peuples autochtones, risques liés à la sécurité des travailleurs en zone d'insécurité. Ces risques sont évalués en détail afin d'élaborer des mesures appropriées dans le cadre d'une étude d'impact environnementale et sociale, ainsi que d'une étude d'évaluation et de gestion des impacts sur les droits de l'Homme (cf. section 3.3.1.1.2)
- En 2019, dans le cadre de son système de management environnemental et social, EDF Renouvelables a organisé des visites de sites en Inde et en Chine pour analyser le management des enjeux environnementaux et sociétaux (relations avec les parties prenantes, droits humains, conditions de travail des sous-traitants, biodiversité, gestion des déchets, etc.) dans le développement et la construction des projets éoliens et solaires et sensibiliser les équipes locales aux exigences du Groupe EDF en la matière
- Au Cameroun, une formation sur les droits de l'Homme a été mise en place pour les prestataires qui assurent la sécurité du barrage de Nachtigal
- En Chine, des actions sont conduites en faveur de groupes vulnérables avec la fourniture et l'entretien de radiateurs pour personnes âgées, l'octroi de bourses pour les étudiants modestes, des aides pour améliorer la qualité de vie et la santé des enfants (vêtements, chaussures, accès à l'eau chaude)
- En Chine, le Groupe a renoncé à s'engager dans un projet éolien dans une zone de réaménagement. La capacité de production n'était pas cohérente avec le nombre de familles devant être déplacées
- En Côte d'Ivoire, sur un projet de production d'électricité à partir de biomasse, la Direction Internationale a fait analyser le risque de travail forcé sur les plantations par un consultant externe indépendant (ERM), qui l'a jugé faible. Le travail des enfants sur ces plantations a fait l'objet d'audits et d'actions (en faveur de la scolarisation notamment) depuis 2013, et il n'a plus été détecté de cas depuis 2018. Les efforts et la vigilance sont cependant maintenus (audits, sensibilisation et actions) pour les phases suivantes du projet (construction et exploitation)
- EDF Hydro a identifié des risques chez des fournisseurs et sous-traitants qui font fabriquer des composants (roues et turbines hydrauliques, transformateurs, alternateurs) dans des usines situées en Chine, Inde, Brésil, Turquie et dans les pays de l'Est. Pour ces fournisseurs des audits RSE ont été demandés et pour la plupart réalisés. Ces audits portent de façon systématique sur le respect des droits de l'Homme, la sécurité et l'environnement. Ils sont effectués au siège des sociétés concernées, dans certaines des usines et sont complétés par des audits sur les chantiers d'EDF Hydro. En particulier, un fournisseur a obtenu une notation insuffisante sur la maîtrise des risques RSE chez un sous-traitant en Chine, conduisant à lui demander d'établir un plan d'action et à porter une vigilance renforcée sur les commandes qui lui sont passées
- A la DTEAM (en charge du parc thermique) la sécurité des prestataires est une priorité absolue. Le niveau d'exigence repose sur la certification (MASE, OHSAS 18000) des entreprises sous-traitantes, dès que les activités comportent des risques. Des démarches de progrès ont été engagées en coopération avec les sous-traitants dans les domaines du gardiennage, du transport routier, de la maintenance et de la logistique
- Citelum, filiale présente dans de nombreux pays, organise sa gestion des risques relevant du devoir de vigilance en fonction des conditions sociales, règlementaires et opérationnelles relatives à chacune de ses implantations :

  - En Italie, l'entité a été certifiée SA 8000 pour l'ensemble de ses activités et celles de ses sous-traitants

  - Au Brésil, l'entité a publié et mis en œuvre un code de conduite qui met notamment l'accent sur le respect, par les fournisseurs, des droits de l'Homme

  - En Espagne l'entité a obtenu la certification SGE21(RSC) qui garantit que les risques liés aux droits de l'Homme sont identifiés, évalués et traités

(1) Sont concernés les nouveaux projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement.

3.6.2 Description des enjeux de la matrice de matérialité

La mise à jour de l'analyse de matérialité conduite en 2019 aboutit à la définition de 18 enjeux représentés graphiquement en section 3.1.1.2 « L'analyse de matérialité du groupe EDF ». Chacun de ces enjeux fait l'objet d'une description détaillée.

N°	Enjeux	Description de l'enjeu
1	Sûreté nucléaire, et sécurité des infrastructures industrielles, et des données	Fait référence à l'ensemble des dispositifs techniques, organisationnels et humains visant à prévenir les accidents ou à en limiter les effets pour toutes les infrastructures industrielles du Groupe, nucléaires ou non ; fait également référence à la prévention du risque de black-out, et dans un contexte de montée de la cybercriminalité, à la protection des installations contre le risque d'attaques malveillantes, y compris terroristes, et en particulier à la protection : -des systèmes d'information qui sont indispensables à la conduite de l'activité commerciale et industrielle -des données du Groupe, dont les données personnelles des clients et des collaborateurs de l'entreprise (limitation de la collecte des données, non-divulgation, transparence…).
2	Renouvellement, prolongation et performance du mix énergétique en vue de la décarbonation	Fait référence à l'évolution vers un mix énergétique de plus en plus décarboné, grâce au renouvellement et à la prolongation de la durée de fonctionnement du parc nucléaire, à sa modularité, à la sécurisation de l'approvisionnement en combustible et à la performance de son exploitation. Fait également référence ainsi qu'au développement des filières renouvelables (éolien, solaire, biomasse, hydraulique…), ainsi qu'à la modernisation du parc thermique (utilisation de techniques plus propres, telles que capture et stockage du carbone).
3	Action en faveur de l'efficacité énergétique	Fait référence aux nouvelles offres visant à maîtriser la consommation d'énergie (notamment *via* les solutions numériques d'efficacité énergétique) et aux mesures de sensibilisation déployées en vue de promouvoir un usage sobre de l'électricité auprès des clients et des parties prenantes. Cet enjeu fait également référence à l'optimisation du rendement du réseau.
4	Gestion des déchets radioactifs et déconstruction des centrales	Fait référence à une gestion responsable et durable des déchets radioactifs, tant en phase d'exploitation qu'en phase de déconstruction (aspects réglementaires, techniques, environnementaux et financiers) ; fait également référence au soutien apporté aux filières de traitement et de recyclage.
5	Innovation, ville durable et diversification des modes de production	Dans un contexte d'évolution du marché de l'énergie (numérisation et interconnectivité, intensification de la concurrence, apparition d'acteurs disruptifs), fait référence : – au recours à l'électricité en remplacement des énergies fossiles, notamment au développement de la mobilité électrique ; -au développement de nouvelles infrastructures et services électriques contribuant à des villes durables (énergie décentralisée, bâtiments intelligents, pratiques d'autoconsommation, stockage) ; – à la détection des ruptures technologiques et au développement de nouvelles offres tous segments.
6	Performance des offres aux clients finaux (B2B et B2C)	Dans un contexte concurrentiel, fait référence à la compétitivité du prix de l'électricité et des services fournis au client.
7	Création de valeur partagée avec les parties prenantes, au service des territoires et de l'emploi	Fait référence à la manière dont le Groupe concilie préservation de la planète, bien être et développement, créant de la valeur pour l'ensemble des parties prenantes (salariés, actionnaires, clients, territoires). Fait notamment référence à la capacité à intégrer des missions d'intérêt général et à la capacité de l'entreprise à participer à la vie économique des territoires, à créer de la valeur partagée pour ces territoires, en contribuant à la création d'emplois ou la création de richesses locales.
8	Éthique et devoir de vigilance	Fait référence : – au devoir de vigilance du groupe EDF tout au long de sa chaîne de valeur ; -à l'accompagnement des sous-traitants et des fournisseurs et aux impacts sociaux et environnementaux des produits et services achetés (notamment en matière de respect des droits de l'Homme), ainsi qu'aux relations responsables avec ces derniers ; -à la capacité du groupe à lutter efficacement contre la corruption active et passive, à la concurrence déloyale, à veiller au respect des contrats et à l'éthique des pratiques d'influence ; -à la transparence fiscale.
9	Économie circulaire et préservation de la biodiversité, de l'eau, de l'air, des sols, des ressources rares	Fait référence : -aux pratiques mises en place visant à protéger et à valoriser la biodiversité partout où le Groupe opère ; -à la gestion des risques de pollution et de contamination susceptibles de causer dans les milieux terrestres et aquatiques des altérations biologiques, physiques et chimiques, et à leurs effets sur la santé ; -à la gestion des émissions atmosphériques provenant des installations du Groupe (SoX, NoX, particules fines, toxines, etc..) ; -à la préservation des ressources rares (terres rares) ; – à l'optimisation de la gestion des déchets et aux pratiques d'économie circulaire.

N°	Enjeux	Description de l'enjeu
10	Écoute, communication, transparence et dialogue	Fait référence : -aux dispositifs d'écoute des parties prenantes du Groupe mis en place à l'échelle locale ou au niveau Groupe ; -la prise en compte effective de leurs besoins et leurs attentes, au travers d'un dialogue nourri ; -aux dispositifs de concertation et d'implication des parties prenantes mis en place à chaque étape de la vie des projets ; -à la prise en compte des intérêts des communautés locales en vue d'une bonne intégration des activités et des ouvrages. Fait également référence aux actions de *reporting* ou de communication, et au dialogue visant à répondre aux interrogations de l'opinion publique et de certaines parties prenantes, notamment sur l'énergie nucléaire.
11	Attractivité de l'entreprise	Fait référence à la capacité d'EDF d'attirer et de fidéliser des talents dans un contexte d'évolution des attentes des jeunes diplômés, à l'adaptation des compétences dans un contexte de transformation, et à la gestion de la mobilité et de la carrière.
12	Adaptation des infrastructures et de l'activité aux conséquences du changement climatique	Fait référence à la gestion des risques physiques et de transition induits par le changement climatique. Il s'agit : -d'une part, de l'adaptation des infrastructures aux événements climatiques extrêmes, aux variations climatiques, ou à tout événement important d'ampleur difficilement prévisible ; -et d'autre part, de l'adaptation des organisations aux risques juridiques, réglementaires, technologiques, commerciaux, ou de réputation dûs au changement climatique.
13	Égalité des chances	Fait référence à la prise en compte de la diversité et de l'égalité des chances, notamment pour lutter contre les discriminations vis-à-vis du handicap, de l'âge, du genre, de l'origine sociale ou des spécificités culturelles.
14	Précarité énergétique, et accès à l'énergie dans les pays en développement	Fait référence aux dispositifs de solidarité de toute nature permettant de réduire la précarité énergétique dans les différents pays où le Groupe opère ; fait également référence à l'offre de solutions techniques et économiques (partenariats et business model innovants) permettant d'améliorer l'accès à l'électricité dans les pays en développement.
15	Qualité de gestion des grands projets et investissement responsable	Fait référence à la capacité d'EDF de gérer les grands projets nucléaires dans le respect des normes de qualité, de coûts et de délais. Fait également référence à la cohérence entre les investissements réalisés par le Groupe et sa responsabilité d'entreprise. Cela fait notamment référence à la nature de l'investissement réalisé (actifs décarbonés, investissements entrant dans le champ de la responsabilité d'entreprise), mais aussi aux modes de décision d'investissement associés (procédure d'engagement), ainsi qu'à ses conditions de financement (finance durable).
16	Dialogue social	Fait référence à la qualité du dialogue social mis en place entre représentants du personnel et Directions, aussi bien au niveau de la branche que de l'entreprise, à l'échelon local, national ou à l'échelon Groupe.
17	Santé et sécurité des salariés et des parties prenantes	Fait référence à l'action menée en faveur de la santé et de la sécurité des salariés, des prestataires, des consommateurs et des autres parties prenantes (riverains…)
18	Existence et efficacité de dispositifs d'alerte interne à l'entreprise	Fait référence aux dispositifs d'alerte interne mis en place dans le cadre de la réglementation, ou de manière volontaire, que ce soit en matière d'éthique, de corruption ou de devoir de vigilance, ou de tout autre matière sensible. Cela fait notamment référence à leur efficacité, aussi bien en termes de largeur du champ d'application, de simplicité d'accès, de rapidité de traitement, de sécurisation des données et de préservation de l'identité des alerteurs.

3.6.3 Synthèse des risques climatiques du groupe EDF

DESCRIPTION DES RISQUES PHYSIQUES

Catégorie de risque	Description	Impact potentiel pour le groupe EDF
Risques liés aux événements extrêmes	Augmentation des vagues de chaleur et de sécheresse	Production Baisse de productible nucléaire lié à la source froide, Etiage barrages dans les pays du sud, Vieillissement accéléré des matériaux Transport et distribution Baisse de capacité des réseaux, Risque d'incendie Tous métiers Renchérissement des coûts des assurances, Dégradation des conditions de travail des salariés et prestataires
	Augmentation des épisodes de vents violents, tempêtes, tornades et inondations	Production Dégradation voire arrêt temporaire des moyens de production, impacts des crues plus intenses Transport et distribution Coupure de réseaux
Risques liés aux événements chroniques	Augmentation des températures moyennes Augmentation du niveau de la mer	Production Baisse et modification du productible hydraulique, Baisse de rendement des installations nucléaires et thermiques, Risque de submersion d'ouvrages en bord de mer (notamment régions insulaires), Prolifération d'organismes entraînant un colmatage de la prise d'eau ; risque de développement microbien dans les circuits de refroidissement Transport et distribution Baisse de capacité des lignes de transport Commercialisation Baisse de la demande de chauffage, Augmentation de la demande de climatisation

DESCRIPTION DES RISQUES ET OPPORTUNITÉS DE TRANSITION

Catégorie de risque	Description	Impact potentiel pour le groupe EDF
Risques juridiques	Contentieux climatiques	Risque d'annulation d'autorisations, Risque de contentieux suite à des événements climatiques exceptionnels, Risque de contentieux liés aux publications du groupe EDF, notamment sur le devoir de vigilance
Risques politiques et réglementaires	Tension sur les usages de l'eau	Risque sur le partage de la ressource en eau du fait des multiples usages et des multiples parties prenantes dans un contexte d'accroissement des situations de rareté
	Tension sur l'accès au foncier et l'usage des sols	Risque sur les ressources foncières nécessaires aux énergies renouvelables du fait d'une réglementation contraignante (biodiversité, terres agricoles) et d'une légitimité à partager avec de nombreuses parties prenantes.
	Difficulté politique à atteindre les objectifs de l'accord de Paris	Opportunité En tant que leader bas-carbone, le groupe EDF est appelé à jouer un rôle clé dans la décarbonation de l'économie européenne.
Risques clients - marchés	Evolution des attentes des clients	Opportunité Demandes accrues liées à l'auto-consommation, à l'efficacité énergétique, à la mobilité électrique, aux offres verte et bas-carbone
	Evolution des usages de l'électricité	Opportunité L'électricité décarbonée est reconnue comme vecteur indispensale de la décarbonation de l'économie
Risques technologiques	Stabilité et sécurité du réseau électrique	Risque / Opportunité Risque d'instabilité du système en cas de fort taux de pénétration des énergies renouvelables, Rôle clé du nucléaire manœuvrable en complément des ENR pour assurer la stabilité du réseau
	Technologies de transition	Risque / Opportunité Emergence possible de technologies telles que la CCSU, le solaire thermique, les « small modular reactors », le stockage, ou en matière d'émissions négatives
Risques financiers	Accès aux financements compétitifs	Risque / Opportunité Risque en cas de taxonomie européenne non neutre technologiquement Opportunité de la finance durable pour le groupe EDF (Green bonds, prêts à impact)
	Actifs échoués	Risque d'actifs thermiques échoués suite à des évolutions réglementaires ou à l'augmentation du prix du carbone

Les principales actions de gestion des risques climatiques mise en place par le groupe EDF sont décrites dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise» et à la section 3.2 « EDF, entreprise engagée dans la transition énergétique ».

3.6.4 Recommandations de la TCFD

Cette section présente le tableau de concordance de l'URD avec les recommandations de la TCFD, telles que détaillées dans le rapport « *Implementing the Recommendations of the Task Force on Climate related Financial Disclosures* », TCFD, juin 2017.

Table de concordance avec les recommandations de la TCFD	Sections correspondantes de l'URD
Gouvernance	
a) Rôle du Conseil d'administration dans la gouvernance climatique de l'entreprise	Section 3.2.1.1.2 Sections 3.1.2.3.1, 4.2.2.3, 4.2.2.8, 4.2.3.1 et 4.2.3.4
b) Rôle de la Direction dans la gouvernance climatique de l'entreprise	Section 3.2.1.1.2 Section 3.1.2.3.3
Stratégie	
a) Description des risques climatiques et opportunités à court, moyen et long terme	Sections 3.2.1.1.7 et annexe 3.6.3 Section 2.2.3
b) Intégration des risques et opportunités dans le modèle économique, la stratégie et les investissements de l'entreprise	Sections 3.2.1.1.3 à 3.2.1.1.10
c) Évaluation de la résilience de l'entreprise aux risques climatiques en prenant en compte différents scenarii climatiques, dont un scenario 2° C ou inférieur	Section 3.2.1.1.7
Gestion des risques	
a) Processus d'identification et d'évaluation des risques climatiques	Section 3.2.1.1.2 Section 2.1 et 2.2.3
b) Processus de gestion des risques climatiques	Section 3.2.1.1.2 Sections 2.1 et 2.2.3
c) Intégration dans le processus de gestion des risques de l'entreprise	Section 2.1
Indicateurs et objectifs	
a) Indicateurs financiers et non financiers utilisés dans le cadre de la stratégie climatique de l'entreprise	Section 3.2.1.1 et 3.4 Section 1.1.1 et 1.4 Section 6.8
b) Bilan des émissions de gaz à effet de serre des scopes 1 et 2 et, si approprié, du scope 3	Section 3.2.1.1.5 et 3.4
c) Objectifs climatiques de l'entreprise et résultats atteints dans la poursuite de ces objectifs	Section 3.2.1.1.1 et 3.4 Section 1.3.2

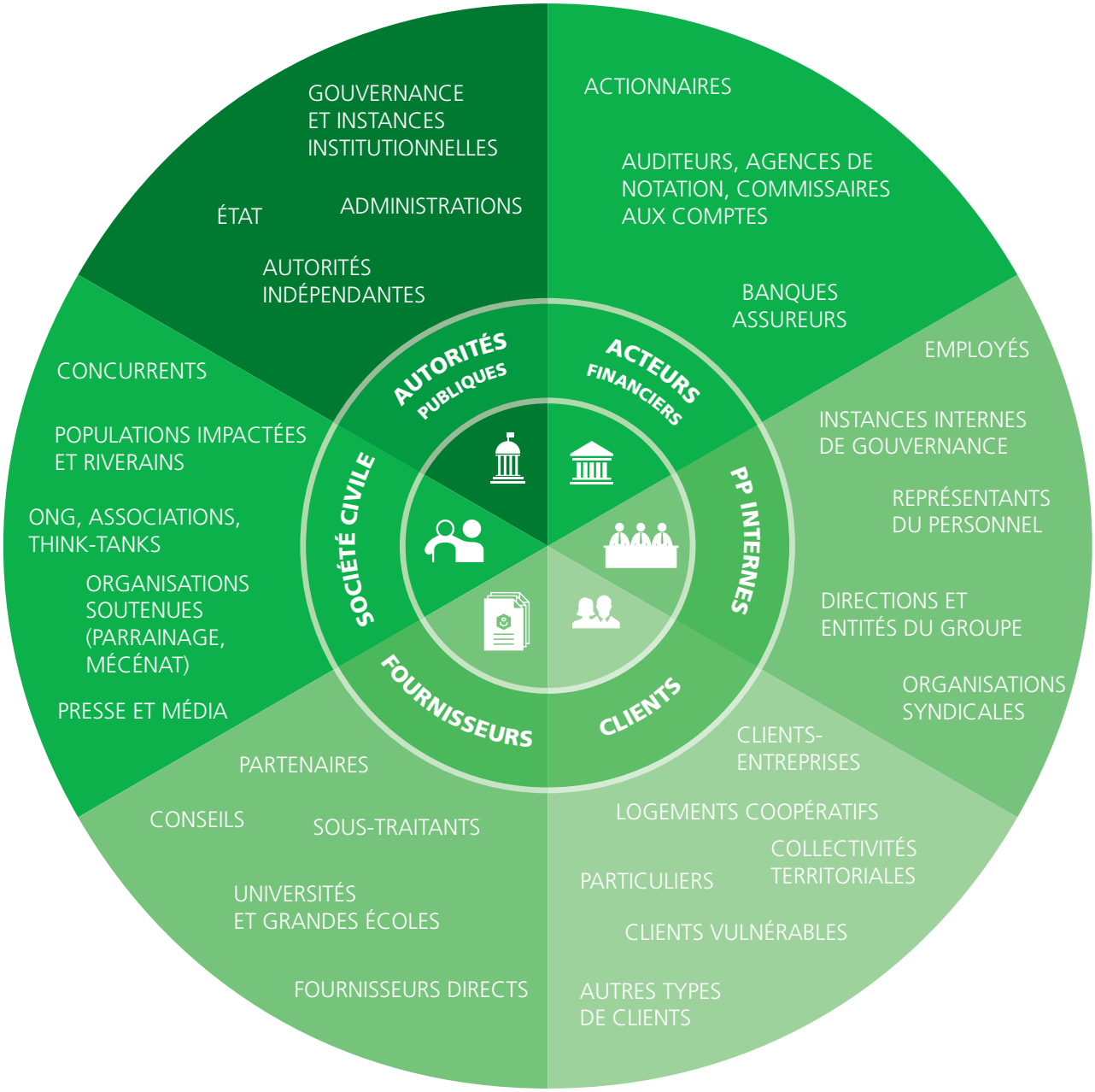
3.6.5 Objectifs de développement durable

		ORE	Ensemble
	Objectif 1 : Éradication de la pauvreté	3	§ 3.3.1.1.3 § 3.3.1.7
	Objectif 2 : Sécurité alimentaire et agriculture durable		
	Objectif 3 : Santé et bien-être	3, 6	§ 3.3.1.1.3 - § 3.3.1.1.4 § 3.3.1.2.4 - § 3.3.2.2.2 § 3.6.1
	Objectif 4 : Éducation de qualité	5, 6	§ 3.1.2.4.7/§ 3.3.1.2.4 § 3.3.1.2.5 - § 3.3.1.6
	Objectif 5 : Égalité entre les femmes et les hommes	2	§ 3.3.1.2.4
	Objectif 6 : Gestion durable de l'eau pour tous		§ 3.3.2.2.1
	Objectif 7 : Énergies propres et d'un coût abordable	1	§ 3.2.1.1 - § 3.2.1.2 § 3.3.2.2.1 - § 3.3.2.2.4
	Objectif 8 : Travail décent et croissance durable	4,5	§ 3.3.1.1.2 - § 3.3.1.2.5 - § 3.3.1.6 - § 3.6.1
	Objectif 9 : Infrastructures résilientes et innovation	4, 5	§ 3.2.2 - § 3.3.1.2.5 - § 3.3.1.6 - § 3.3.1.7 § 3.3.2.2.1 - § 3.3.2.2.4 - § 3.3.2.2.5 § 3.3.2.2.6
	Objectif 10 : Réduction des inégalités	3	§ 3.3.1.1.3 - § 3.3.1.2.4 § 3.3.1.7
	Objectif 11 : Villes et communautés durables		§ 3.2.2
	Objectif 12 : Consommation et production responsables	3, 5	§ 3.1.2.4.7 - § 3.2.2 - § 3.3.1.1.1 - § 3.3.1.1.2 § 3.3.1.1.3 - § 3.3.1.1.4 - § 3.3.1.1.5 - § 3.3.1.2.1 § 3.3.1.2.2 - § 3.3.1.2.5 - § 3.3.1.6 - § 3.3.2.2.5 § 3.3.2.2.6 - § 3.3.3.2.2
	Objectif 13 : Lutte contre les changements climatiques	1	§ 3.2.1.1 - § 3.2.1.2 § 3.3.2.2.1 - § 3.6.1
	Objectif 14 : Vie aquatique marine	6	§ 3.3.2.1 - § 3.3.2.2.1 § 3.6.1
	Objectif 15 : Vie terrestre	6	§ 3.3.1.6 - § 3.3.2.1 § 3.3.2.2.2 - § 3.3.2.2.3 § 3.3.2.2.4 - § 3.3.2.2.5 § 3.3.2.2.6 - § 3.6.1
	Objectif 16 : Paix, justice et institutions efficaces	5	§ 3.3.1.1.1 - § 3.3.1.2.3 – § 3.3.1.2.5
	Objectif 17 : Partenariats pour la réalisation des objectifs		§ 3.1.2.4.5

3.6.6 Cartographie des parties prenantes

L'objectif de cette cartographie est d'aider au bon déploiement de sa politique de développement durable au bénéfice de sa performance. Le dialogue avec les parties prenantes est un des objets entrant dans le champ de compétences du Directeur Exécutif en charge de la Direction Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie. La cartographie des parties prenantes a été approuvée en Comex et les relations avec les communautés locales entrent dans le champ du contrôle interne.

La cartographie fournit aux Directions et sociétés du Groupe un cadre d'organisation du dialogue [(1)]. De plus, dans le cadre des certifications ISO 9001 et 140001 V2015, les Directions et sociétés du Groupe établissent systématiquement une cartographie de leurs parties prenantes, et définissent les modes de dialogue appropriés.



(1) Accompagné d'un guide d'action des parties prenantes réalisé en 2015 sur la base des principes directeurs du Comité 21.

3.6.7 Détail des impôts sur le résultat payés dans l'ensemble des pays des filiales du Groupe

Pays *(en millions d'euros)*	**2019**	**2018***	**2017**
France	780	162	488
Belgique	89	87	84
Italie	38	22	13
Brésil	25	41	62
Grèce	3	8	6
Allemagne	2	1	1
US	2	1	9
Afrique du Sud	2	n.s	(1)
Royaume-Uni	2	(12)	29
Pologne	1	1	18
Irlande	1	2	n.s
Vietnam	1	1	1
Mexique	n.s	2	13
Slovaquie	n.s	n.s	0
Chine	n.s	(14)	2
Luxembourg	n.s	n.s	(1)
Autriche	n.s	0	0
Russie	n.s	n.s	n.s
Suisse	n.s	0	n.s
Turquie	n.s	n.s	n.s
Portugal	0	0	0
Égypte	0	0	76
Norvège	0	0	(34)
Singapore	0	0	0
Japon	0	0	0
Hongrie	0	0	0
Israël	0	0	0
Pays-Bas	0	0	0
Bulgarie	0	0	0
Danemark	0	0	n.s
Chili	(1)	1	(2)
Espagne	(7)	n.s	8
Canada	(17)	5	(2)
TOTAL	**922**	**309**	**771**
Laos (société mise en équivalence)	9	7	6
TOTAL	**931**	**316**	**778**

* *Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.*

3.6.8 Connaissance écologique du foncier

Nombre de sites situés dans ou à proximité d'une aire protégée ou riche en biodiversité (1)

	Aires protégées en vertu de conventions internationales			Aires protégées au niveau national (Catégories UICN)						
	Sites Ramsar (1)	Sites MAB (2)	Sites du Patrimoine mondial (3)	Catégorie Ia	Catégorie Ib	Catégorie II	Catégorie III	Catégorie IV	Catégorie V	Catégorie VI
Allemagne									1	
Belgique	1							41	8	19
Espagne	1			1	1			1		
États-Unis							1	4	14	
France	20	1	2	10		34	7	266	113	
Grèce				1				1		
Guadeloupe*	1	2				2		7	1	
Guyane*	1							3		
Inde								1		
Israël								7		
Italie	6		2	2		10	7	61	22	
Laos										1
Martinique*				1				3		
Pays-Bas	1							1		
Réunion*			15	7		15		13	9	
Royaume-Uni	13						3	46	10	
St Pierre et Miquelon*								1		
Vietnam		1								
TOTAL GÉNÉRAL	**44**	**4**	**19**	**22**	**1**	**61**	**18**	**456**	**178**	**20**

* *Outre-mer*
(1) La convention de Ramsar, signée en 1971, vise à protéger les zones humides d'importance internationale.
(2) Programme MAB (Man and Biosphere) de l'UNESCO, créé en 1970.
(3) Liste de sites présentant un intérêt exceptionnel pour l'héritage commun de l'humanité (actualisée chaque année par l'UNESCO).

Nombre d'espèces menacées situées sur des communes d'implantation EDF (2)

	Catégories UICN d'espèces menacées					
	Liste rouge mondiale			Liste rouge nationale		
	CR	EN	VU	CR	EN	VU
France métropole	12	33	82	27	109	223
Outre-mer & Îles françaises	18	14	47	51	109	164

(1) GRI G4 EN 11 - Disclosure 304-1 ; les zones protégées retenues sont soit nationales soit sous conventions/accords internationaux.
(2) GRI G4 EN 14 - Disclosure 304-4 ; il s'agit pour EN 14 du périmètre EDF.

3.6.9 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière

Exercice clos le 31 décembre 2019

A l'assemblée générale,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de votre société (ci-après « entité ») désigné organisme tiers indépendant (OTI), accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1049[1], nous vous présentons notre rapport sur la déclaration consolidée de performance extra-financière relative à l'exercice clos le 31 décembre 2019 (ci-après la « Déclaration »), présentée dans le rapport de gestion inclus au document d'enregistrement universel du Groupe en application des dispositions des articles L. 225-102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du Code de commerce.

Responsabilité de l'entité

Il appartient au Conseil d'administration d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance.

La Déclaration a été établie en appliquant les procédures de l'entité (ci-après le « Référentiel »), dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration et disponibles sur demande au siège de l'entité.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du Code de commerce et le code de déontologie de la profession. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle.

Responsabilité du Commissaire aux comptes désigné OTI

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce ;
- la sincérité des informations fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques, ci-après les « Informations ».

Il nous appartient d'exprimer, à la demande de l'entité et en dehors du champ d'accréditation, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les informations sélectionnées par l'entité présentées en Annexe 1 et identifiées par le signe √ dans le chapitre 3 du rapport de gestion inclus au document d'enregistrement universel ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Il ne nous appartient pas en revanche de nous prononcer sur le respect par l'entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables, notamment, en matière de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ni sur la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Nature et étendue des travaux

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du Code de commerce, à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention, et à la norme internationale ISAE 3000[2] :

- Nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation et de l'exposé des principaux risques ;
- Nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 225-102-1 en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2e alinéa du III de l'article L. 225-102-1 ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services, ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance afférents aux principaux risques ;
- Nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour :
  - apprécier le processus de sélection et de validation des principaux risques ainsi que la cohérence des résultats, incluant les indicateurs clés de performance retenus, au regard des principaux risques et politiques présentés, et
  - corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes présentées en Annexe 1. Pour certains risques[3] nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante, pour les autres risques, les travaux ont été menés au niveau de l'entité consolidante et dans une sélection d'entités[4] ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 avec les limites précisées dans la Déclaration ;
- Nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité et avons apprécié le processus de collecte visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations ;
- Pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants présentés en Annexe 1, nous avons mis en œuvre :
  - des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;
  - des tests de détail sur la base de sondages, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices[4] et couvrent entre 18% et 100% des données consolidées sélectionnées pour ces tests ;
- Nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation.

(1) Dont la portée d'accréditation est disponible sur le site www.cofrac.fr

(2) ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information.

(3) Précarité énergétique ; Performance des offres ; Dialogue social ; Adaptation des infrastructures et de l'activité aux conséquences du changement climatique ; Ethique et conformité ; Sous-traitance responsable ; Investissement responsable ; Droits de l'homme.

(4) Voir la liste des entités sélectionnées en Annexe 2 de ce rapport.

Nous estimons que les travaux que nous avons menés en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de onze personnes et se sont déroulés entre décembre 2019 et février 2020 sur une durée totale d'intervention d'une quarantaine de semaines.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené une quarantaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration consolidée de performance extra-financière est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Rapport d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations extra-financières

Nature et étendue des travaux

Concernant les informations sélectionnées par l'entité présentées en Annexe 1 et identifiées par le signe √ dans le chapitre 3 du rapport de gestion inclus au document d'enregistrement universel, nous avons mené des travaux de même nature que ceux décrits dans le paragraphe « Nature et étendue des travaux » ci-dessus pour les Informations considérées les plus importantes mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.

L'échantillon sélectionné représente ainsi 50% des effectifs et 68% des émissions de directes de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations sélectionnées par l'entité et identifiées par le signe √.

Conclusion

A notre avis, les informations sélectionnées par l'entité et identifiées par le signe √ dans le chapitre 3 du rapport de gestion inclus au document d'enregistrement universel ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Paris-La Défense, le 13 février 2020

KPMG S.A.

Anne Garans	Fanny Houlliot	Michel Piette	Jean-Louis Caulier
Associée Sustainability Services	Associée Sustainability Services	Associé	Associé

Annexe 1

Informations qualitatives (actions et résultats) considérées les plus importantes

Informations sociales

Actions mises en place pour assurer l'attractivité de l'entreprise
Actions en faveur du dialogue social avec les parties prenantes internes et externes
Moyens mis en œuvre pour promouvoir l'égalité des chances
Actions prises en faveur de la santé et la sécurité des salariés et parties prenantes

Informations environnementales

Engagements et actions face aux enjeux climatiques
Actions de lutte contre la précarité énergétique
Mesures prises en faveur de la biodiversité
Plan Mobilité Electrique

Informations sociétales

Politique éthique et conformité et engagements en matière de respect des Droits de l'Homme
Fonctionnement et résultats du dispositif d'alerte interne éthique et conformité
Investissements responsables
Réponses aux attentes des parties prenantes sur le changement climatique
Impacts positifs sur l'économie locale, les territoires et l'emploi
Politique de sureté nucléaire

INDICATEURS CLÉS DE PERFORMANCE ET AUTRES RÉSULTATS QUANTITATIFS CONSIDÉRÉS LES PLUS IMPORTANTS

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs sociaux	Niveau d'assurance
Effectif au 31.12, ventilé par âge et par sexe	Raisonnable
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	Modéré
Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe	Modéré
Nombre total d'heures de formation	Modéré
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Modéré
Taux de salariés ayant bénéficié d'une formation dans l'année	Modéré
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	Modéré
Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année	Modéré
Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)	Modéré
LTIR Global (salariés et prestataires)	Modéré
Taux de gravité (salariés)	Modéré

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs environnementaux	Niveau d'assurance
Emissions directes de gaz à effet de serre (scope 1) du Groupe EDF	Raisonnable
Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 due à la production d'électricité et de chaleur	Modéré
Emissions indirectes significatives associées au gaz vendu et à l'électricité achetée pour être vendue à des clients finaux	Modéré
Capacités de production électrique renouvelables nettes installées	Modéré
Taux de véhicules électriques dans la flotte du parc de véhicules légers	Modéré
Taux d'évaluation de connaissance écologique du foncier	Modéré
Intensité eau : eau consommée / production électrique du parc	Modéré
Déchets radioactifs solides d'activité - France : volume de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité Vie Longue	Modéré
Déchets radioactifs solides d'activité - UK : volume de déchets radioactifs solides à faible activité évacués	Modéré
Déchets radioactifs de très faible activité (TFA) de déconstruction et industriels (Groupe en France)	Modéré
Déchets radioactifs de faible et moyenne activité (FMA) de déconstruction et industriels (Groupe en France)	Modéré
Déchets radioactifs solides de très faible activité (EDF)	Modéré

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs environnementaux	Niveau d'assurance
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte (EDF)	Modéré

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs sociétaux	Niveau d'assurance
Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation	Modéré
Nombre de compteurs intelligents installés	Modéré
Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES	Modéré
Nombre d'accompagnements énergie	Modéré
Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Equateur	Modéré
Taux de dirigeants formés au programme de la lutte contre la corruption	Modéré
Nombre d'alertes enregistrées dans le dispositif d'alerte éthique et conformité Groupe (hors RTE et Enedis)	Modéré
Taux annuel d'achats à des PME en France (EDF et Enedis)	Modéré

Annexe 2 : sélection d'entités contributrices

Echantillon d'entités sélectionnées	
Au sein d'EDF	Pôle Compétences Santé au Travail de Mulhouse Division Production Nucléaire – Unité d'Ingénierie d'Exploitation Division Production Nucléaire – Unité Technique Opérationnelle Division Ingénierie Nucléaire – Direction de Projets Déconstruction Déchets
Au sein d'Enedis	Siège Enedis Direction Régionale Languedoc Roussillon (RH)
Au sein de Framatome	Site de Jarrie Site de fabrication d'assemblage de combustible de Lingen
Au sein de Production Electrique Insulaire	Site de Jarry
Au sein d'EDF Energy	Nuclear power plant of West Burton A Nuclear power plant of Hartlepool EDF Energy Crawley Headquarter (RH)
Au sein d'EDF Renouvelables	EDF Renouvelables France EDF Renouvelables Canada
Au sein d'Edison	Edison Group
Au sein de Dalkia	Direction Régionale Méditerranée Direction Régionale Nord Dalkia Smart Building Dalkia Wastenergy
Au sein de Norte Fluminense	Site de Macao



4.

Gouvernement d'entreprise

SOMMAIRE

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 206

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 208

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 208
4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 224
4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration 229

4.3 Direction Générale 235

4.3.1 Composition du Comité exécutif 235
4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 235

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 237

4.4.1 Conflits d'intérêts 237
4.4.2 Absence de condamnation 237
4.4.3 Contrats de service 237

4.5 Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 238

4.5.1 Participation des administrateurs au capital d'EDF 238
4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 238

4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux 239

4.6.1 Rémunération des mandataires sociaux 239
4.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites 242

4.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code AFEP-MEDEF [1], qui est le Code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37-4 du Code de commerce, sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 et de ses textes d'application, et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le présent document d'enregistrement universel et concernent notamment :

- la composition du Conseil d'administration (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ») ;
- les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale (voir la section 4.2.2.2 « Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général ») ; et
- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir section 4.6.1.1.1 « Modalités de détermination de la rémunération »).

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document d'enregistrement universel
Plan de succession des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 17.2.2 : « *Le Comité des nominations (ou un Comité ad hoc) établit un plan de succession des dirigeants mandataires sociaux.* »	Le règlement intérieur du Conseil prévoit que le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance s'assure de l'existence de plans de succession, afin d'anticiper les successions, imprévues ou à leur terme, des dirigeants mandataires sociaux. Le Comité n'a pas, à ce jour, intégré le plan de succession du Président-Directeur Général dans ses travaux.	Les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF obéissent à un régime particulier, puisqu'en application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, celui-ci est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration, après avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. La succession du Président-Directeur Général sera toutefois intégrée dans les travaux du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance en 2020.	Voir la section 4.2.2.2. « Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général »
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 20 : « *[…] l'administrateur doit être actionnaire à titre personnel et, en application des dispositions des statuts ou du règlement intérieur, posséder un nombre minimum d'actions, significatif au regard des jetons de présence alloués. À défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses jetons de présence à leur acquisition.* »	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder une quantité minimum d'actions, significative au regard de la rémunération qu'ils perçoivent au titre de leur mandat.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, les rémunérations perçues au titre de leur mandat par les administrateurs nommés sur proposition l'État ayant la qualité d'agent public sont versés au budget de l'État. S'agissant des administrateurs nommés sur proposition de l'État n'ayant pas la qualité d'agent public, ils ne perçoivent que 85 % de la rémunération qui leur est due, le solde étant versé au budget de l'État. Enfin, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur. Compte tenu de la grande disparité des situations, le Conseil n'a pas établi de règle unique de détention d'actions de la Société. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs ») et 4.5 (« Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).

(1) Code mis à jour en janvier 2020.

Recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document d'enregistrement universel
Obligation de détention d'actions des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 23 : « *Le Conseil d'administration fixe une quantité minimum d'actions que les dirigeants mandataires sociaux doivent conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions. Cette décision est réexaminée au moins à chaque renouvellement de leur mandat. […] Tant que cet objectif de détention d'actions n'est pas atteint, les dirigeants mandataires sociaux consacrent à cette fin une part des levées d'options ou des attributions d'actions de performance telle que déterminée par le conseil.* »	Le Conseil d'administration n'a pas fixé de règle de détention par le Président-Directeur Général d'un nombre minimum d'actions de la Société.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur. Sa rémunération est plafonnée en application du décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012. Enfin, la Société n'a pas mis en place de plan d'options d'actions et/ou d'actions de performance au bénéfice du Président-Directeur Général. En conséquence, il a été décidé de ne pas mettre en œuvre cette recommandation. En outre, le dirigeant mandataire social exécutif doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.1.1 (« Rémunération globale du Président-Directeur Général »), 4.6.2 (« Options de souscription ou d'achat d'actions – Actions gratuites »).
Règles de répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat Recommandation n° 21.1 : Le mode de répartition de ces rémunérations « *tient compte, selon les modalités qu'il définit, de la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités, et comporte donc une part variable prépondérante* ».	Une part significative mais non « prépondérante » des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.	Des règles de répartition spécifiques ont été adoptées, qui tiennent compte en particulier du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée au titre du mandat, qui rémunère la présence effective des administrateurs, n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative, dans la mesure où elle représente 50 % de la somme totale allouée et qu'elle est, comme le recommande le code AFEP-MEDEF, adaptée au niveau des responsabilités encourues par les administrateurs et au temps qu'ils doivent consacrer à leurs fonctions.	Voir la section 4.6.1.2 « Rémunération globale des administrateurs ».

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

4.2.1 Composition du Conseil d'administration

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, EDF est administré par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale, le cas échéant sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État choisi par le ministre chargé de l'économie parmi les agents publics conformément à l'article 4 de l'ordonnance, et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi du 26 juillet 1983 (1).

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale, dont cinq sur proposition de l'État ;
- six administrateurs élus par les salariés ;
- un Représentant de l'État.

Le Commissaire du Gouvernement (2) et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société (3) ainsi que le Secrétaire du Comité social et économique central assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative. Toutefois, en application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, le Commissaire du Gouvernement est informé des décisions d'investissement et peut s'opposer aux décisions dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique élaboré par la Société ou avec ceux de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 1.5.1.2 « Service public en France »).

Depuis le 1er janvier 2019 et jusqu'à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Prénom, nom	Administrateur/Catégorie	Nature de l'événement	Date de l'événement
Mme Anne Rigail	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	**Nomination**	Assemblée générale du 16 mai 2019
M. Bruno Crémel	Administrateur nommé par l'Assemblée générale	**Nomination**	Assemblée générale du 16 mai 2019
M. Gilles Denoyel	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	**Nomination**	Assemblée générale du 16 mai 2019
M. Philippe Petitcolin	Administrateur nommé par l'Assemblée générale	**Nomination**	Assemblée générale du 16 mai 2019
M. Maurice Gourdault-Montagne	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	**Démission**	28 juin 2019
M. François Delattre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	**Cooptation par le Conseil d'administration, en remplacement de M. Gourdault-Montagne**	28 juin 2019
Mme Christine Chabauty	Administratrice élue par les salariés	**Arrivée du terme du mandat**	22 novembre 2019
M. Christophe Cuvilliez	Administrateur élu par les salariés	**Arrivée du terme du mandat**	22 novembre 2019
Mme Marie-Hélène Meyling	Administratrice élue par les salariés	**Arrivée du terme du mandat**	22 novembre 2019
Mme Claire Bordenave	Administratrice élue par les salariés	**Prise d'effet du mandat***	23 novembre 2019
Mme Karine Granger	Administratrice élue par les salariés	**Prise d'effet du mandat***	23 novembre 2019
M. Vincent Rodet	Administrateur élu par les salariés	**Prise d'effet du mandat***	23 novembre 2019
Mme Anne Rigail	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	**Démission**	16 décembre 2019
Mme Véronique Bédague-Hamilius	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	**Cooptation par le Conseil d'administration, en remplacement de Mme Rigail**	18 décembre 2019

* *Les élections des administrateurs représentant les salariés au Conseil d'administration ont eu lieu du 7 au 13 juin 2019, pour des mandats prenant effet le 23 novembre 2019.*

(1) Les représentants des salariés mentionnés au I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983 (chapitres II et III du titre II de la loi).
(2) Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.
(3) Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément à l'article 8 du décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

Les mandats de Mmes Marie-Christine Lepetit, Colette Lewiner, Laurence Parisot, Michèle Rousseau et de MM. Maurice Gourdault-Montagne et Jean-Bernard Lévy ont par ailleurs été renouvelés lors de l'Assemblée Générale du 16 mai 2019 (voir ci-après le tableau des renseignements personnels concernant les administrateurs).

Les nominations à titre provisoire de M. François Delattre et de Mme Véronique Bédague-Hamilius, décidées par le Conseil d'administration en 2019, seront soumises pour ratification à l'Assemblée générale d'EDF convoquée le 7 mai 2020. Il sera par ailleurs proposé à l'Assemblée générale de renouveler le mandat d'administratrice de Mme Claire Pedini pour une durée de trois années prenant fin à l'issue de l'Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Par dérogation à la durée statutaire du mandat des administrateurs fixée à quatre ans, il est proposé à l'Assemblée générale de fixer la durée du mandat de Mme Pedini à trois ans, en application de l'article 13.III des statuts, afin de maintenir le roulement des administrateurs mis en place en 2019 (voir section 4.2.2.1 « Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil »).

Représentation équilibrée des femmes et des hommes – Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration

En application de l'article L. 225-18-1 du Code de commerce et de l'ordonnance du 20 août 2014, EDF est soumis aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et doit respecter une proportion d'administrateurs de chaque sexe au sein du Conseil qui ne peut être inférieure à 40 %, hors administrateurs représentant les salariés.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration d'EDF compte huit femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de femmes de 50 % par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage (hors administrateurs représentant les salariés) et de 44,44 % sur l'ensemble du Conseil.

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF et à l'article L. 225-37-4 (6°) du Code de commerce, le Conseil d'administration s'interroge périodiquement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle des Comités qu'il constitue, notamment en termes de proportion d'administrateurs indépendants et de diversité. Il définit une politique de diversité appliquée aux membres du Conseil au regard de critères tels que l'âge, le sexe ou les qualifications et l'expérience professionnelle.

Après avis du Comité en charge des questions de gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a défini une politique de diversité et des objectifs tenant compte de la stratégie du Groupe, afin que la composition du Conseil soit de nature à en favoriser le déploiement, et prenant également en considération les attentes formulées par les administrateurs lors de l'évaluation 2018 du Conseil d'administration. Pour atteindre un bon équilibre dans sa composition, en lien avec la stratégie du Groupe et les missions qui lui confiées, le Conseil a considéré que la priorité devait être donnée à la recherche de compétences et expériences adaptées à ses enjeux et à une complémentarité des profils.

Le tableau ci-dessous présente les critères examinés par le Conseil pour définir cette politique, qui a été mise en œuvre lors de l'examen des candidatures aux postes d'administrateurs soumises à l'Assemblée générale du 16 mai 2019 :

Critères	Situation de la Société	Objectifs/Mise en œuvre par le Conseil
Âge des administrateurs	Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale ont entre 54 et 74 ans, avec une moyenne de 61 ans.	Le Conseil avait estimé que la moyenne d'âge actuelle était satisfaisante et décidé que l'âge des candidats ne serait pas un critère déterminant dans le choix des candidatures aux postes d'administrateurs, tout en restant attentif à la limite du tiers des administrateurs dépassant l'âge de 70 ans*. La moyenne d'âge du Conseil est passée de 63 ans à 61 ans à l'issue de l'Assemblée générale du 16 mai 2019.
Parité	Le Conseil comprend, à ce jour, un total de 8 femmes, dont 2 parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 50 % de femmes (hors administrateurs salariés).	Le Conseil d'administration avait considéré que le ratio de 41,7 % de femmes à février 2018 était satisfaisant, sans exclure la possibilité de renforcer le nombre de femmes en cas d'évolutions de la composition du Conseil. Ce ratio a été porté à 50 % à l'issue de l'Assemblée générale du 16 mai 2019.
Expériences professionnelles et complémentarité des profils	Le Conseil regroupe des profils et compétences variés.	Le Conseil avait constaté que les administrateurs possédaient une forte expérience dans des domaines d'expertise en lien avec les activités d'EDF et sa stratégie (notamment dans les domaines de l'énergie, de l'industrie et à l'international), ainsi que dans le domaine financier et dans la Direction Générale de grandes entreprises, et que la plupart des administrateurs nommés par l'Assemblée générale avaient occupé des fonctions d'administrateur dans d'autres sociétés, françaises ou étrangères. À l'issue de cet examen, le Conseil avait considéré que cette complémentarité des profils était de nature à favoriser le déploiement de la stratégie du Groupe. Les candidats dont la nomination a été proposée par le Conseil d'administration à l'Assemblée générale du 16 mai 2019 présentent des compétences dans la Direction Générale de grandes entreprises, dans l'industrie, à l'international et dans le domaine financier.
Nationalité	Le Conseil d'administration ne comprend pas d'administrateur de nationalité étrangère.	Le Conseil avait estimé que, nonobstant la forte implantation internationale du groupe EDF, le déploiement de la stratégie CAP 2030 ne rendait pas indispensable la nomination, à court terme, d'administrateurs de nationalité étrangère, en se réservant de réexaminer le cas échéant cet objectif en cas d'évolutions de sa composition. Le Conseil souhaitait toutefois disposer d'une proportion suffisante de membres ayant une expérience internationale. Plusieurs candidats dont la nomination a été proposée par le Conseil d'administration à l'Assemblée générale du 16 mai 2019 présentent une expérience à l'international.
Indépendance	Le Conseil d'administration compte 5 administrateurs indépendants, soit une proportion de 41,7 % d'administrateurs indépendants sur les 12 administrateurs pris en compte pour établir ce calcul (hors administrateurs représentant les salariés).	Le Conseil d'administration avait jugé satisfaisante la proportion d'administrateurs indépendants, compte tenu de la présence au capital d'un actionnaire de contrôle, et avait souhaité maintenir cette proportion au sein du Conseil et *a minima* respecter l'objectif du tiers d'administrateurs indépendants recommandé par le code AFEP-MEDEF. La proportion d'administrateurs indépendants a été maintenue à 41,7 % à l'issue de l'Assemblée générale du 16 mai 2019.

* *L'article L. 225-19 du Code de commerce prévoit qu'à défaut de disposition expresse dans les statuts concernant une limite d'âge applicable aux administrateurs, le nombre d'entre eux ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers.*

Féminisation des instances dirigeantes du groupe EDF

À la date du dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Comité exécutif compte douze membres dont deux femmes, soit une proportion de 16,6 % de femmes, en progression depuis 2016 (voir la section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif »).

Plusieurs actions ont été mises en œuvre pour favoriser la féminisation des instances dirigeantes et des conseils d'administration des sociétés du Groupe. Ainsi, chaque membre du Comité exécutif d'EDF assure un mentorat auprès des dirigeantes ou futures dirigeantes. Par ailleurs, les femmes identifiées comme « talents », et susceptibles d'occuper à moyen terme des postes de dirigeantes, font l'objet d'un suivi individuel accru et d'actions de professionnalisation spécifiques, et bénéficient d'orientations de carrières associées.

Une attention particulière est portée dès le recrutement des salariés (voir la section 3.3.3.1.5 « Diversité et inclusion, Egalité professionnelle entre les femmes et les hommes »).

En ce qui concerne les résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité (article L. 225-37-4 (6°) du Code de commerce), on comptait, à fin 2018[1] pour EDF, plus de 27 % de femmes parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités, 31 % de femmes parmi la population des managers et 25 % de femmes dans les comités de direction (contre moins de 20 % en 2012) (voir la section 3.3.3.1.5 « Diversité et inclusion, Egalité professionnelle entre les femmes et les hommes »). Pour les postes de dirigeants, les plans de succession sont systématiquement mixtes.

Dans la continuité de ces initiatives, le Groupe s'est doté, en 2019 d'une Ambition mixité fixée par le Comité exécutif, avec plusieurs engagements forts visant à supprimer le « plafond de verre » pour les femmes cadres dans l'accession aux comités de direction et au niveau dirigeant. Ces objectifs sont d'atteindre une proportion de 28 % de femmes dans les comités de direction en 2023 (27,3 % à fin 2019), 28 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants en 2030, et enfin une mixité renforcée dans les conseils d'administrations des filiales du Groupe, avec un objectif 40 % de femmes parmi les administrateurs nommés par EDF. En 2020, les résultats de l'Ambition mixité seront présentés au Conseil d'administration d'EDF et le Conseil réexaminera la politique de mixité des instances dirigeantes d'EDF, conformément à la recommandation n° 7 du code AFEP-MEDEF.

(1) Les données 2019 ne sont pas disponibles à la date du présent document.

Informations concernant les administrateurs

Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique, à la date du 15 janvier 2020, les principales informations concernant les membres du Conseil d'administration.

Présentation synthétique du Conseil d'administration

	Informations personnelles				Expérience	Situation au sein du Conseil				Participation à des Comités
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre d'actions	Nombre de mandats dans des sociétés cotées (y/c EDF)	Indépendance	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil (en années)	
Président-Directeur Général										
Jean-Bernard Lévy	64	M	Fr [1]	0	2	N	23/11/2014	AG 2023 [2]	5,15	Président du Comité de la stratégie
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale										
Bruno Crémel	54	M	Fr	0	1	O	16/05/2019	AG 2023	<1	Membre du Comité d'audit
Colette Lewiner	74	F	Fr	1 929	5	O	11/04/2014	AG 2021 [3]	5,76	Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance/Membre du Comité d'audit/Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires
Laurence Parisot	60	F	Fr	137	1	O	23/11/2014	AG 2021	5,15	Membre du Comité de la stratégie/Membre du Comité de responsabilité d'entreprise
Claire Pedini	54	F	Fr	0	1	O	12/05/2016	AG 2020 [4]	3,68	Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise/Membre du Comité des nominations, rémunérations et de la gouvernance
Philippe Petitcolin	67	M	Fr	10	3	O	16/05/2019	AG 2023	<1	Membre du Comité de la stratégie
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État										
Véronique Bédague-Hamilius	56	F	Fr	0	1	N	18/12/2019	AG 2023	<1	
François Delattre	56	M	Fr	0	1	N	28/06/2019	AG 2021	<1	Membre du Comité de la stratégie
Gilles Denoyel	65	M	Fr	0	1	N	16/05/2019	AG 2023	<1	Président du Comité de suivi des engagements nucléaires
Marie-Christine Lepetit	58	F	Fr	0	1	N	07/05/2012	AG 2021	7,69	Présidente du Comité d'audit/Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires
Michèle Rousseau	62	F	Fr	0	1	N	30/09/2016	AG 2021	3,29	Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires
Administrateur représentant de l'État										
Martin Vial	66	M	Fr	0	3	N	9/09/2015	20/11/2022	4,35	Membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance/Membre du Comité de la stratégie

	Informations personnelles				Expérience	Situation au sein du Conseil				Participation à des Comités
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre d'actions	Nombre de mandats dans des sociétés cotées (y/c EDF)	Indépendance	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil (en années)	
Administrateurs élus par les salariés										
Claire Bordenave	57	F	Fr	0	1	N	23/11/2019	22/11/2023	<1	Membre du Comité de responsabilité d'entreprise
Jacky Chorin	60	M	Fr	294	1	N	23/11/2014	22/11/2023	5,15	Membre du Comité d'audit/Membre du Comité de la stratégie/Membre du Comité de responsabilité d'entreprise
Karine Granger	52	F	Fr	25	1	N	23/11/2019	22/11/2023	<1	Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires/Membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance/Membre du Comité de la stratégie
Jean-Paul Rignac	57	M	Fr	0	1	N	01/11/2007	22/11/2023	12,21	Membre du Comité d'audit
Vincent Rodet	54	M	Fr	1 873	1	N	23/11/2019	22/11/2023	<1	Membre du Comité d'audit/Membre du Comité de responsabilité d'entreprise/Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires/Membre du Comité de la stratégie
Christian Taxil	44	M	Fr	1 263	1	N	23/11/2014	22/11/2023	5,15	Membre du Comité d'audit/Membre du Comité de la stratégie

(1) Fr : nationalité française.
(2) AG 2023 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2022.
(3) AG 2021 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2020.
(4) AG 2020 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2019.

Les renseignements personnels concernant les administrateurs, ainsi que les informations concernant leurs mandats, figurent dans le tableau ci-dessous et sont fournis à la date du 15 janvier 2020, sauf indication contraire.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES

Jean-Bernard LÉVY, 64 ans

Fonction exercée dans la Société

Président-Directeur Général depuis le 27 novembre 2014 (1)

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Dernier renouvellement

16 mai 2019 (2)

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École polytechnique (promotion 1973) et de Telecom Paris Tech, Jean-Bernard Lévy a débuté à France Télécom en 1979 comme ingénieur de travaux à la Direction d'Angers. En 1982, il devient responsable de la gestion des cadres supérieurs et des budgets de personnel au siège, puis adjoint au chef du service du personnel. En 1986, il est nommé conseiller technique au cabinet de Gérard Longuet, ministre délégué aux Postes et Télécommunications. De 1988 à 1993, Jean-Bernard Lévy dirige l'activité Satellites de télécommunications de Matra Espace qui devient Matra Marconi Space. De 1993 à 1994, il dirige le cabinet de Gérard Longuet, ministre de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Commerce extérieur. Il est nommé en 1995 Président-Directeur Général de Matra Communication. En 1998, il rejoint Oddo et Cie comme Directeur Général puis Associé-gérant. À l'été 2002, Jean-Bernard Lévy rejoint Vivendi. Il en est le Directeur Général jusqu'en avril 2005, et en devient le Président du Directoire en avril 2005, jusqu'à juin 2012. De décembre 2012 à novembre 2014, il est le Président-Directeur Général du groupe de défense et d'aérospatiale Thales. Jean-Bernard Lévy est Président-Directeur Général d'EDF depuis le 27 novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Président-Directeur Général d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président-Directeur Général	EDF	France	C
Président du Conseil d'administration	Edison	Italie	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Administrateur	EDF Renouvelables (Ex EDF Énergies Nouvelles)	France	G
Président du Conseil d'administration	Fondation EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Président du Conseil de surveillance	Framatome	France	G
Administrateur	Société Générale	France	C
Président et administrateur en tant que représentant d'Électricité de France	Conseil français de l'Énergie	France	
Administrateur	France Industrie	France	
Président	FIPA – Fondation Innovations pour les Apprentissages	France	
Administrateur	Global Sustainable Electricity Partnership	Canada	
Membre, Représentant Électricité de France	Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président du Conseil d'administration de l'Institut Mines Télécom (anciennement Institut Télécom)
- Administrateur de l'Institut Pasteur
- Administrateur de Vinci

À l'étranger

- Président du Conseil d'administration d'Edison
- Vice-président du Conseil d'administration d'Eurelectric
- Président du Conseil d'administration d'EDF Energy Holdings

(1) M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

(2) M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par intérim à compter du 16 mai 2019, par décision ministérielle du 16 mai 2019. Il a été a été nommé Président-Directeur Général de la Société par décret du Président de la République du 22 mai 2019.

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

VERONIQUE BEDAGUE-HAMILIUS, 56 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

18 décembre 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris, de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et ancienne élève de l'École nationale d'administration, Véronique Bédague-Hamilius est Directrice générale déléguée du groupe Nexity, chargée du pôle « Client Entreprise et Collectivité », depuis 2019. Elle est également Présidente-directrice générale de Nexity Immobilier d'Entreprise depuis mars 2018. Elle a rejoint le groupe Nexity en 2017 en tant que Secrétaire Générale et membre du Comité exécutif. Avant de rejoindre le groupe Nexity, Véronique Bédague-Hamilius a mené une carrière de haut fonctionnaire. Elle a notamment été économiste au Fonds monétaire international à Washington entre 1994 et 1997, conseillère du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Laurent Fabius de 2000 à 2002, Directrice des finances de la Ville de Paris de 2002 à 2007, Secrétaire Générale de la Ville de Paris sous Bertrand Delanoë de 2008 à 2014 et Directrice de cabinet du Premier ministre, Manuel Valls, de 2014 à 2016.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice générale déléguée du groupe Nexity, chargée du pôle « client Entreprise et Collectivité »
- Présidente-directrice générale de Nexity Immobilier d'Entreprise

Mandat/Fonction (1)	Dénomination	Pays
Directrice générale déléguée	Nexity	France
Présidente-Directrice Générale	Nexity Immobilier d'Entreprise	France
Présidente du Conseil d'administration	Nexity Property Management	France
Directrice Générale Déléguée	Villes et Projets	France
Membre du Comité Stratégique	Bureaux à partager	France
Présidente	Neximmo 78	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Directrice Générale de Nexity Property Management
- Administratrice de la Fondation d'entreprise Nexity
- Représentant légal de Neximmo 78, Directrice générale Délégué de Costame
- Représentant légal de Neximmo 78, Directrice général Délégué de Moreau Experts
- Représentant légal de Neximmo 78, Directeur Général Délégué de Maestro Ingénierie

(1) Mme Bédague-Hamilius exerce par ailleurs divers mandats au sein du groupe Nexity en qualité de représentant légal d'entités du groupe Nexity. Elle est représentant légal de Nexity Immobilier d'Entreprise dans les sociétés SAS Ywood, SNC FI Développement, SCCV Lesquin Buro et SAS Tereneo, représentant légal de Villes et Projets dans la société SNC Amenagement Charras, et représentant légal de Neximmo 78 dans les sociétés Service Personnel, Accessite, Hiptown, Nexity Solutions Digitales, Costame, Moreau Experts, Maestro Ingenierie, Nexity Contractant général et L'Étoile Property Management.

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

BRUNO CREMEL, 54 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Centralien, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA (Inspection générales des finances), Bruno Crémel a débuté sa carrière en tant qu'Inspecteur des finances, avant d'intégrer le ministère de l'Économie, des finances et de l'industrie en tant que responsable du bureau Banques et Assurances publiques, Service des participations de l'État où il a notamment piloté la privatisation de plusieurs banques et sociétés d'assurance publiques. De 1998 à 2000, il a exercé au sein du groupe Kering, les fonctions de Directeur du Plan de la Stratégie en tant que membre du Comité exécutif, puis de Président du Directoire de PPR Interactive. De 2000 à 2002, il occupe les fonctions de Directeur de cabinet de Laurent Fabius, ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. De 2002 à 2006, Bruno Crémel est Directeur Général de la FNAC. De 2006 à 2012, il a été General Partner et membre du Comité exécutif du fonds d'investissement LBO France, où il a notamment réalisé les acquisitions de Maisons du Monde et de Promovacances. Il est nommé Président-Directeur Général de Darty France en 2012. En mai 2014, il rejoint le fonds d'investissement Partech General Partner et Directeur Général Délégué.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- General Partner et Directeur Général Délégué de Partech

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directeur Général Délégué	Partech	France
Administrateur	Made.com	Royaume-Uni
Administrateur	Evaneos	France
Administrateur	M-Files	Finlande
Administrateur	Exporo	Allemagne
Président du Conseil d'administration	Ataris	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur d'EcoVadis
- Administrateur NA-KD

François DELATTRE, 56 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

28 juin 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômé de l'IEP de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), François Delattre débute sa carrière en 1989 en tant que deuxième Secrétaire d'ambassade en Allemagne. Après avoir passé deux ans au sein de la Direction des Affaires stratégiques et du désarmement du Quai d'Orsay de 1991 à 1993, il devient conseiller en défense et sécurité européenne et transatlantique au sein du cabinet du ministre des Affaires étrangères Alain Juppé en 1993, avant d'être en charge de ces dossiers au sein de l'équipe diplomatique du président de la République Jacques Chirac de 1995 à 1998. Il devient chef du service de presse et de communication de l'Ambassade de France à Washington en 1998, puis Directeur Adjoint du cabinet du ministre des Affaires étrangères Dominique de Villepin en 2002 et Consul général à New York en 2004. Ambassadeur de France au Canada de 2008 à 2011, puis aux États-Unis de 2011 à 2014, il est nommé Représentant permanent de la France auprès de l'Organisation des Nations unies en septembre 2014. Il est Secrétaire Général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères depuis le 1er juillet 2019.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Secrétaire Général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Orano	France
Administrateur	Agence nationale des titres sécurisés	France
Administrateur	Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art	France
Administrateur	École nationale d'administration	France
Administrateur	France Médias Monde	France
Administrateur	Institut Français	France
Administrateur	Office français de protection des réfugiés et apatrides	France
Administrateur	Sorbonne Abou Dhabi	France
Administrateur	Institut des Hautes Études de Défense Nationale	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

GILLES DENOYEL, 65 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ingénieur des Mines ParisTech, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA, Gilles Denoyel est nommé Inspecteur des finances au ministère de l'Économie et des Finances en 1981 avant de rejoindre, en 1985, la Direction du Trésor où il est responsable successivement, notamment, du CIRI, du Bureau des marchés financiers, de la Sous-Direction des assurances et *in fine* du programme de privatisation. En 1996, il rejoint le CCF comme Directeur financier, puis Secrétaire Général en charge de la stratégie et des opérations, puis Directeur Général Adjoint Finances : à ce titre, il joue un rôle actif dans l'intégration du CCF dans le groupe HSBC. En 2004, il est nommé administrateur-directeur général délégué, chargé successivement des fonctons centrales, de la gestion d'actifs et de l'assurance puis de l'ensemble des fonctions de risques et de contrôle et des relations avec les autorités de régulation. De 2015 à 2017, il est Président International Institutional Relations de HSBC pour l'Europe. Il a été en outre Président du groupe des banques sous contrôle étranger en France de 2006 à 2016 et Trésorier de l'Association Française des Banques de 2004 à 2016. Gilles Denoyel est, depuis mai 2018, Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Crédit Local.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Crédit Local

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Président du Conseil d'administration	Dexia	Belgique
Président du Conseil d'administration	Dexia Crédit Local	France
Administrateur	TrustBk	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de HSBC France

Marie-Christine LEPETIT, 58 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

7 mai 2012

Dernier renouvellement

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité d'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration (ENA), Marie-Christine Lepetit a intégré l'Inspection générale des finances en 1987 où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. En 1991, elle a été recrutée par Jean Lemierre à la Direction Générale des impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. En janvier 1995, elle a été responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale avant de rejoindre le cabinet du Premier ministre Alain Juppé comme Conseiller technique en fiscalité et études macroéconomiques, puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuit sa carrière à la Direction Générale des impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration pré-remplie, télé-procédures, certification). Nommée Directrice de la législation fiscale au ministère de l'Économie et des Finances en 2004, elle a accompagné à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle a co-présidé le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et co-signé le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat énergie présidée par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur Associé et a été membre de la Commission de rénovation et déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est Chef du service de l'Inspection générale des finances depuis mars 2012, rattachée aujourd'hui au ministre de l'Économie et des Finances et au ministre de l'Action et des Comptes publics.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au ministre de l'Économie et des Finances et au ministre de l'Action et des Comptes publics

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre du Comité des risques et du contrôle interne	Fondation des apprentis d'Auteuil	France
Administratrice	Institut d'Études Politiques de Paris	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de la Fondation Nationale des Sciences Politiques

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Colette LEWINER, 74 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

11 avril 2014

Dernier renouvellement

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, membre du Comité d'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

1 929 (1)

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École Normale Supérieure et Agrégée de physique et Docteur ès sciences, Colette Lewiner, a rejoint Électricité de France en 1979. En 1989, elle a créé la Direction du Développement et de la Stratégie Commerciale, devenant ainsi la première femme nommée en tant que Directeur chez EDF. De 1992 à 1998, elle est Président-Directeur Général de SGN, société d'ingénierie nucléaire, filiale d'AREVA-Orano. En 1998, elle rejoint Capgemini pour créer puis diriger jusqu'en juin 2012 le secteur *Global Energy and Utilities*. Depuis juillet 2012, elle exerce, en tant que Gérante de la société Cowin, les fonctions de Conseillère dans le domaine de l'énergie. Présidente non exécutive de TDF (SAS) de 2010 à 2015, elle est membre de l'Académie des Technologies depuis 2002. Elle est administratrice du groupe Bouygues et des sociétés Getlink, Nexans et CGG.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administratrice professionnelle

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	Bouygues	France	C
Administratrice	Nexans	France	C
Administratrice	Getlink (ex Eurotunnel)	France	C
Administratrice	CGG	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

Présidente du Conseil d'administration de TDF

Administratrice d'Ingenico

À l'étranger

- Administratrice de Crompton Greaves (Inde)
- Administratrice TGS Nopec (Norvège)

(1) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Laurence PARISOT, 60 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Dernier renouvellement

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie et membre du Comité de la responsabilité d'entreprise

Actions détenues

137

Nationalité

Française

Titulaire d'une maîtrise de droit public de l'Université de Nancy II, diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris et titulaire d'un DEA d'Études Politiques de l'Institut d'études politiques de Paris, Laurence Parisot entre en 1985, en tant que chargée d'études à l'Institut de sondages Louis Harris. Elle devient Directrice Générale dès 1986. En 1990, elle est nommée Présidente-Directrice Générale de l'Ifop, dont elle acquiert progressivement la majorité du capital. Après avoir cédé l'Ifop, elle dirige pendant un temps le Cabinet Gradiva, puis est nommée en 2018 Chairwoman and Managing Director de Citi pour la France. Laurence Parisot a été Présidente du MEDEF (Mouvement des Entreprises de France) de 2005 à 2013. Elle est par ailleurs administratrice de Fives et FoxIntelligence et membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques (FNSP).

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chairwoman et Managing Director de Citi France

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Fives	France
Administratrice	FoxIntelligence	France
Administratrice	Fondation Nationale des Sciences Politiques (FNSP)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Gérante et Directrice Associée de Gradiva
- Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP
- Présidente du Comité scientifique de la Fondapol
- Administratrice de BNP Paribas
- Membre du Conseil de surveillance de Fives
- Membre du Conseil de surveillance de Michelin

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Claire PEDINI, 54 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

12 mai 2016

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et membre du Comité des rémunérations et de la gouvernance

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'École des Hautes Études Commerciales et titulaire d'un master de gestion des médias de l'École Supérieure de Commerce de Paris, Claire Pedini entre en 1988, chez Total en tant que Contrôleur de Gestion. Elle devient Responsable de l'introduction et de la cotation du groupe à la Bourse de New York en 1991, puis Directrice de la communication financière en 1992, Directrice du service de presse en 1994 et Directrice du département nouvelles technologies de l'information en 1997. En 1998, elle rejoint Alcatel en tant que Directrice de la communication financière, puis devient successivement Directrice de la communication financière et des relations institutionnelles en 2001, Directrice Financière Adjointe en 2004, Directrice des Ressources humaines et de la Communication en 2006, année au cours de laquelle elle devient membre du Comité exécutif, Directrice des Ressources humaines, de la Communication et de l'Immobilier en 2007 et Directrice Exécutive d'Alcatel-Lucent, Directrice des Ressources humaines et de la Transformation en 2009. Claire Pedini a été administratrice d'Arkema de 2010 à 2016. Depuis juin 2010, elle était Directrice Générale Adjointe chargée des Ressources Humaines pour le Groupe Saint-Gobain. Elle est Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation Digitale depuis janvier 2019.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, Ressources humaines et transformation digitale de Saint-Gobain – Membre du Comité exécutif de Saint-Gobain

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant.		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice d'Arkema

PHILIPPE PETITCOLIN, 67 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie

Actions détenues

10

Nationalité

Française

Licencié en mathématiques et diplômé du Centre de perfectionnement aux affaires, Philippe Petitcolin, 67 ans, débute sa carrière comme responsable export de la société Europrim puis devient responsable de zone export de la filiale d'Alcatel-Alstom, Filotex. En 1982, il est nommé Directeur Commercial Aéronautique de la société Chester Cable aux États-Unis. Il revient au sein de la société Filotex en tant que Directeur Export en 1984. En 1988, il rejoint Labinal comme Directeur Commercial Adjoint avant d'être nommé Directeur Commercial et Marketing de la division Systèmes aéronautiques, dont il devient Directeur Général en 1995. De 1999 à 2001, il prend le poste de Directeur Général de la division Filtrauto de Labinal, qu'il cumule avec celui de Directeur Général de l'activité Matériaux de friction suite au rachat de Filtrauto par Valeo. En mai 2001, il prend des fonctions de Direction Générale de Labinal (devenue Safran Electrical & Power) et en devient Président-Directeur Général en novembre 2004. En 2006, il est nommé Président-Directeur Général de Snecma (devenue Safran Aircraft Engines). De 2011 à 2013, il est nommé Président-Directeur Général des activités défense et sécurité de Safran ainsi que Président-Directeur Général de Safran Electronics & Defense. De juillet 2013 à juillet 2015, il est Président-Directeur Général de Safran Identity & Security. Il est nommé administrateur et Directeur Général de Safran en avril 2015. À la même date, il devient membre du Board de l'association européenne « the Aerospace and Defence Insdustries » (ASD). Il est nommé Vice-président du GIFAS (Groupement des industries françaises aéronautiques et spatiales) depuis 2015, administrateur de Belcan Corporation depuis 2015 et administrateur de Pernod Ricard depuis novembre 2019.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directeur Général de Safran

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Directeur Général	Safran	France	C
Administrateur	Safran	France	C
Administrateur	Pernod Ricard	France	C
Administrateur	Belcan Corporation	États-Unis	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président de Safran Identity & Security
- Président de Safran Identity & Security North America
- Président de Morpho Detection International
- Administrateur de Safran Identity & Security USA
- Membre du Conseil de surveillance de Safran Identity & Security GmbH

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Michèle ROUSSEAU, 62 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

30 septembre 2016

Dernier renouvellement

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris et ingénieur général des mines, Michèle Rousseau a débuté sa carrière à la DRIRE Nord-Pas de Calais en qualité de Chef de la Division Environnement. Elle a rejoint successivement le ministère de l'Environnement pour s'occuper de déchets, puis celui de l'industrie où elle occupe les postes de Directeur Adjoint de la Direction de la sûreté des installations nucléaires, en charge du contrôle du parc nucléaire d'EDF. Elle rejoint ensuite l'Agence Nationale pour la Valorisation de la Recherche (ANVAR), en qualité de Directrice générale adjointe, où elle a conduit les politiques d'aide aux projets innovants des PME, puis le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, en qualité de Directrice de la demande et des marchés énergétiques. Ses principales missions furent l'élaboration du nouveau cadre législatif et réglementaire dû à l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz et le développement des économies d'énergie et des énergies. Ayant réintégré le ministère de l'Écologie et du Développement durable, en qualité de Secrétaire Générale, elle a été nommée en 2008 Directrice, Commissaire générale adjointe au développement durable, en charge notamment de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. En 2011, elle a été nommée Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, avant de rejoindre en 2016 le Conseil général de l'environnement et du développement durable où elle a été Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France. Michèle Rousseau est Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières depuis mars 2017 et administratrice de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA) depuis août 2018.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Présidente du Conseil d'administration du Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Présidente du Conseil d'administration	Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM	France
Administratrice	Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts de France au sein du Conseil général de l'environnement du développement durable

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Martin VIAL, 66 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil

9 septembre 2015

Dernier renouvellement

21 novembre 2018

Échéance du mandat en cours

20 novembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et de l'École Nationale Supérieure des Postes et Télécommunications, Martin Vial a débuté sa carrière en tant qu'administrateur des PTT à la Direction Financière de la Direction Générale des Postes. Il rejoint, en 1986, la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances. De 1988 à 1993, il est successivement Conseiller technique, Directeur Adjoint puis Directeur des Cabinets du ministre des Postes et Télécommunications et de l'Espace, du ministre de l'Équipement, du Logement, des Transports et de l'Espace, et enfin du ministre des PTT. En 1993, Martin Vial est nommé Président-Directeur Général de l'Aérospostale, compagnie aérienne filiale commune d'Air France, de la Poste et de TAT, et il est élu Président de la Chambre Syndicale du Transport Aérien et de la Fédération Nationale de l'Aviation Marchande. Fin 1997, il devient Directeur Général du groupe La Poste. En septembre 2000, il est nommé Président du Groupe La Poste et parallèlement Vice-président de la Caisse Nationale de Prévoyance (CNP). Martin Vial rejoint la Cour des Comptes en septembre 2002 en qualité de conseiller-maître. De 2003 à 2014, il est Directeur Général du groupe Europ Assistance, leader mondial du marché de l'assistance et Directeur Général et administrateur de Europ Assistance Holding. Il assure également la présidence de plusieurs Conseils d'administration des sociétés du groupe Europ Assistance. En janvier 2015, il fonde la société Premium Care, société d'assistance aux personnes âgées. Commissaire aux Participations de l'État depuis août 2015, Martin Vial est administrateur de Renault, Bpifrance et Air France.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Commissaire aux participations de l'État

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administrateur	Renault	France	C
Administrateur	Air France KLM	France	C
Administrateur	Bpifrance	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président de Sicav Libertés et Solidarités
- Administrateur de Thales

À l'étranger

- Néant

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

Claire BORDENAVE, 57 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et titulaire d'un master 2 de l'Institut national des sciences et techniques nucléaires, Claire Bordenave a débuté sa carrière dans les Industries Électriques et Gazières à la Direction Économique et Commerciale de Gaz de France en 1988 en tant qu'ingénieur d'affaires. Elle a été responsable du développement de projets et de négociation en France et à l'international, ainsi que d'études stratégiques et économiques. Elle est actuellement chargée d'études à la Direction Stratégie Groupe d'EDF, membre du Conseil supérieur de l'énergie depuis 2011, du Conseil économique social et environnemental depuis 2018, et Présidente de la commission Environnement & Transition Énergétique du Conseil économique social et environnemental de la Région Île-de-France. Claire Bordenave est parrainée par la CGT.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Analyste Senior à la Direction Stratégie Groupe d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Présidente	Commission Environnement & Transition Énergétique du Conseil économique social et environnement de la Région Île-de-France	France
Conseillère	Conseil économique social et environnemental	France
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant.

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Jacky CHORIN, 60 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014 (1)

Dernier renouvellement

23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues

294 (2)

Nationalité

Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et docteur en Droit, Jacky Chorin a débuté sa carrière à EDF en qualité de juriste au Service central de la Direction de l'Équipement en 1983. Il est actuellement chargé de mission auprès du Directeur des Ressources Humaines de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique d'EDF. Membre du Conseil national de la transition écologique de 2014 à 2016, il est membre du Conseil supérieur de l'énergie depuis 2012. Jacky Chorin avait été administrateur d'EDF de septembre 2004 à novembre 2009, avant d'être réélu en 2014. Il est parrainé par Force Ouvrière (FO)

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée dans la Société

- Chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Membre du Conseil national de la transition écologique
- Membre du Conseil économique, social et environnemental

(1) Jacky Chorin avait été préalablement administrateur d'EDF (EPIC puis société anonyme) de septembre 2004 à novembre 2009.

(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

KARINE GRANGER, 52 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et du Comité de la stratégie

Actions détenues

25

Nationalité

Française

Diplômée de l'Institut Universitaire de Technologie du Creusot, Karine Granger a débuté son parcours professionnel en 1987 au laboratoire optronique et aéronautique de SAT SAGEM, puis a poursuivi son expérience professionnelle dans le groupe GEC ALSTOM avant d'intégrer EDF en 1992 au Centre d'Ingénierie Thermique. En 2004, elle est détachée auprès d'EDISON pour la réalisation d'un cycle combiné Gaz en Calabre. De retour en France, elle est en charge de l'estimation de coûts des investissements au Centre d'Ingénierie Hydraulique. À cet effet, elle met en place et anime un réseau d'estimateurs au sein de la division Production Ingénierie toutes filières confondues. En 2014, elle est nommée Directrice Générale d'EDF Cameroun dans le cadre d'un partenariat public-privé pour le développement d'un projet hydraulique de 420 MW. Elle est nommée par le Premier ministre en tant que Conseillère du Commerce Extérieur pour la France au Cameroun en 2016. De retour en France, Karine Granger devient Conseillère Énergie à la FNME CGT en charge des questions industrielles. Elle est par ailleurs membre du Conseil supérieur de l'énergie. Karine Granger est parrainée par la CGT.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chargée de mission Contrôle de Gestion Opérationnel EDF Hydro

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant	Conseil supérieur de l'énergie	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant.

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Jean-Paul RIGNAC, 57 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés
Date de nomination au Conseil
1er novembre 2007
Dernier renouvellement
23 novembre 2019
Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023
Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit
Actions détenues
0
Nationalité
Française

Titulaire d'un doctorat de l'Institut National polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie, Jean-Paul Rignac a rejoint EDF en 1991. Il a occupé la fonction de Secrétaire du Comité Mixte à la Production d'EDF Recherche & Développement durant cinq années. ingénieur-chercheur à la Direction Recherche & Développement d'EDF (Centre des Renardières) il travaille actuellement sur l'efficacité énergétique autour du chauffage/climatisation/qualité d'air dans les bâtiments industriels et les salles propres. Jean-Paul Rignac est parrainé par la CGT.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée dans la Société

- Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche & Développement d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant.		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant.

VINCENT RODET, 54 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés
Date de nomination au Conseil
23 novembre 2019
Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023
Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de la stratégie, du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de responsabilité d'entreprise
Actions détenues
1 873 (1)
Nationalité
Française

Titulaire d'un DESS de sociologie des organisations de l'Université Lyon II, Vincent Rodet a débuté sa carrière en 1987 comme informaticien aux mouvements d'énergies (RTE), puis intègre en 1995 le pôle Consultance du service, à l'époque mutualisé, prestant pour EDF et Gaz de France. Il est de 2007 à 2014 Délégué Syndical Central CFDT EDF SA et coordinateur CFDT groupe EDF. Il siège, à ce titre, au Comité Groupe France et au Comité Européen. De 2014 à 2018 il pilote la délégation CFDT en responsabilité sur le dialogue social de branche des Industries Électriques et Gazières. Membre du Comité Stratégique de la Filière Nucléaire (CSFN) en 2018, il participe aux travaux autour de la reconsolidation de la filière nucléaire et suit plus largement le processus de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) pour la CFDT. Vincent Rodet est parrainé par la CFDT.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée dans la Société

- *Manager* opérateurs RH, Missions particulières au sein de l'Unité de Professionnalisation et de Performances industrielles

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Comité stratégique de le Filière Nucléaire (CSFN)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant.

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Christian TAXIL, 44 ans [1]

Fonction exercée dans la Société

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Dernier renouvellement

23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit
et du Comité de la stratégie

Actions détenues

1 263 [1]

Nationalité

Française

Diplômé de l'Executive MBA de l'ESCP Europe et ancien élève de l'École des Mines de Douai, Christian Taxil a débuté sa carrière en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans des fonctions de *management* clientèle collectivités locales et concessionnaire. De 2004 à 2008, il est en charge du dialogue social de la branche des Industries Électriques et Gazières au sein de l'équipe dirigeante de la Fédération CFE-CGC Énergies. En 2008, il intègre la Direction de l'Audit du groupe EDF avant d'être élu, de juin 2009 à septembre 2014, Secrétaire Général de la Fédération CFE-CGC Énergies. Il est actuellement Responsable Grands Comptes au sein de la Direction Commerce et Marketing de Dalkia. En novembre 2018, Christian Taxil a en outre obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Christian Taxil est parrainé par la CFE-CGC.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2019

Fonction principale exercée dans la Société

- Responsable Grands Comptes à la Direction Commerce & Marketing de Dalkia

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Élu	Bureau du Syndicat mixte d'électricité, de gaz et de télécommunication du Val d'Oise (SMDEGTVO)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Néant

(1) *Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.*

(1) G : société du groupe EDF – C : société cotée.

4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés qu'il a constitués exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Le règlement intérieur du Conseil est régulièrement mis à jour, notamment pour tenir compte des évolutions législatives et réglementaires et des évolutions du code AFEP-MEDEF (voir section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »). Sa dernière mise à jour date du 8 octobre 2019 et reflète, notamment, certaines évolutions issues de la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019 relative à la croissance et la transformation des entreprises (loi PACTE).

4.2.2.1 Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil

Les statuts d'EDF fixent la durée du mandat des administrateurs à quatre ans (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2014-949 du 20 août 2014 portant application de l'ordonnance du 20 août 2014, le Représentant de l'État est nommé pour une durée égale à celle du mandat des membres du Conseil d'administration, soit pour un mandat de quatre ans.

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2018 avait modifié l'article 13 des statuts d'EDF afin de prévoir, à compter de l'Assemblée générale tenue en 2019, que le Conseil d'administration, hors administrateurs élus par les salariés et représentant de l'État nommé par décret, se renouvelle par roulement de manière telle que ce roulement porte sur la moitié (ou sur le nombre entier le plus proche) des administrateurs élus par l'Assemblée générale tous les deux ans et que le renouvellement du Conseil soit complet, pour les administrateurs concernés, à l'issue de chaque période de quatre ans. En application de ces dispositions statutaires, l'Assemblée générale des actionnaires du 16 mai 2019 a délibéré sur la nomination et le renouvellement d'administrateurs et a nommé certains administrateurs pour des mandats d'une durée de deux ans et d'autres pour des mandats d'une durée de quatre ans, afin de permettre la mise en œuvre du renouvellement échelonné du Conseil.

Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément à l'article 12 de la loi de démocratisation du secteur public, les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du Tribunal de Grande Instance rendue en la forme d'un référé à la demande de la majorité des membres du Conseil. Cependant, dans le cas où des dissensions graves entravent l'administration de la Société, la révocation prononcée par l'Assemblée générale peut s'étendre aux représentants des salariés. Le Représentant de l'État cesse ses fonctions par démission ou s'il perd la qualité en vertu de laquelle il a été nommé ; il peut être remplacé à tout moment pour la durée du mandat restant à courir.

4.2.2.2 Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » est donc inscrit dans les statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, assure un équilibre satisfaisant, dans l'intérêt de la Société, entre le dirigeant mandataire social exécutif et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014. En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. Le mandat de Président-Directeur Général de M. Jean-Bernard Lévy a été renouvelé, au terme de ce processus, par décret du 22 mai 2019.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant. En application de ce texte, M. Jean-Bernard Lévy a été nommé, par décision ministérielle du 16 mai 2019, Président-Directeur Général de la Société par intérim à compter du 16 mai 2019 et jusqu'au 22 mai 2019.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

4.2.2.3 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Aux termes du règlement intérieur du Conseil, les administrateurs se réunissent en outre une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire *ad hoc*. Enfin, le règlement intérieur du Conseil d'administration prévoit qu'est organisée chaque année une réunion hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*), dont la présidence est assurée par le Président du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre, conformément à son intérêt social, en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Le Conseil délibère, après étude le cas échéant par le ou les Comités compétents, sur le budget annuel, le plan à moyen terme, toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société, le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre par la Société ou le Groupe pour respecter les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 1.5.1.2 « Service public en France »), les stratégies du Groupe en matière de cycle du combustible nucléaire, de gaz et d'énergies renouvelables et le contrat de service public. Il examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités et les risques tels que les risques financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux, ainsi que les mesures prises en conséquence. Dans ce cadre, il examine en particulier les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur la stratégie du Groupe et ses activités.

Le Conseil s'assure de la mise en œuvre par la Société d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence et d'une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes de la Société. Il délibère annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale, en application des dispositions de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce, et il définit les orientations stratégiques de la Société soumises au Comité social et économique central d'EDF en application de l'article L. 2312-17 du Code du travail.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est compétent, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe, pour autoriser les opérations suivantes, préalablement à leur mise en œuvre :

- les opérations de croissance externe (investissements, fusions et acquisitions), de désinvestissement, de croissance organique, ainsi que les opérations boursières, réalisés par la Société ou l'une de ses filiales, qui représentent une exposition financière globale pour la Société ou le Groupe supérieure à 350 millions d'euros ; ce seuil est abaissé à 150 millions d'euros pour les opérations qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ou du Groupe ;

- les programmes industriels cohérents et indissociables d'investissements ou de travaux sur actifs existants, de la Société et de l'une de ses filiales, de montant supérieur à 350 millions d'euros par programme ;
- les opérations dans le domaine immobilier, réalisées par la Société ou l'une de ses filiales, supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières (emprunts à long terme, opérations de gestion de dette, de titrisation ou de couverture) dès lors que leur montant excède 5 milliards d'euros (ou la contre-valeur de cette somme en devises) ;
- les contrats et marchés (de fournitures, travaux ou services) conclus par la Société, dont le montant, en ce compris le cas échéant leurs avenants successifs, excède 350 millions d'euros, ou est compris entre 200 et 350 millions d'euros si ces contrats correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par la Société ou une de ses filiales portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information a posteriori du Conseil) et 250 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et de quotas de CO_2 ;
- les accords stratégiques à conclure par la Société constituant des engagements fermes et irrévocables de coopération ou de partenariat avec un ou plusieurs partenaires étrangers dans le domaine nucléaire, impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies de la part du Groupe et constituant des enjeux majeurs pour le Groupe.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs de couverture des engagements nucléaires d'EDF et se prononce notamment sur la gestion actif-passif et la stratégie d'allocation des actifs. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »).

4.2.2.4 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Nombre total d'administrateurs	18
Nombre d'administrateurs indépendants	5
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	41,7 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir ce calcul.

Le tableau ci-après rappelle les critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF :

Critères d'indépendance

Critère 1 : Salarié ou mandataire social au cours des cinq années précédentes
Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société, salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur d'une société que la Société consolide, ou salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.

Critère 2 : Mandats croisés
Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de 5 ans) détient un mandat d'administrateur.

Critère 3 : Relations d'affaires significatives
Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil significatif de la Société ou de son Groupe, ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité. L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation explicités dans le rapport annuel.

Critère 4 : Lien familial
Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.

Critère 5 : Commissaire aux comptes
Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des 5 années précédentes.

Critère 6 : Durée de mandat supérieure à 12 ans
Ne pas être administrateur de la Société depuis plus de 12 ans, la perte de la qualité d'administrateur indépendant intervient à la date des douze ans.

Critère 7 : Rémunération variable ou liée à la performance
Ne pas percevoir de rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.

Critère 8 : Actionnaire important
Un administrateur représentant un actionnaire important de la Société ou sa société mère peut être considéré comme indépendant dès lors que cet actionnaire ne participe pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10 % en capital ou en droits de vote, le Conseil s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le Conseil d'administration examine annuellement la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF. Il peut également être appelé à se prononcer en cours d'année, en cas d'évolution de la composition du Conseil ou de la situation d'un administrateur justifiant un réexamen de son indépendance.

Lors de la réunion conjointe du 7 février 2019, le Comité des nominations et des rémunérations (aujourd'hui Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, voir la section 4.2.3 « Les Comités du Conseil d'administration ») et le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise (aujourd'hui Comité de responsabilité d'entreprise) ont examiné la situation individuelle des administrateurs nommés par l'Assemblée générale au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF. Le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 14 février 2019, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et de Messieurs. Crouzet et Lafont.

Cet examen a été complété lors d'une réunion du 2 avril 2019 au cours de laquelle les Comités ont procédé conjointement à l'examen de la situation individuelle des administrateurs dont la nomination était proposée à l'Assemblée générale du 16 mai 2019 au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF. Après avis des Comités, le Conseil d'administration réuni le 4 avril 2019 a considéré que Messieurs. Crémel et Petitcolin satisfaisaient les critères d'indépendance prévus par le code et les a qualifiés d'indépendants.

Lors de sa réunion du 7 février 2020, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a examiné la situation individuelle des administrateurs nommés par l'Assemblée générale au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF.

Le Comité a constaté que M. Jean-Bernard Lévy, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, ne peut être considéré comme administrateur indépendant (critère n° 1).

Les administrateurs nommés sur proposition de l'État en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique « *représentent* », en vertu de ce texte, « *les intérêts de l'État en sa qualité d'actionnaire* ». Au vu des critères fixés par le code AFEP-MEDEF, ces administrateurs ne peuvent être considérés comme indépendants (critère n° 8). Il en est de même du Représentant de l'État nommé en application des dispositions de l'article 2 de l'ordonnance du 20 août 2014, en sa qualité de représentant de l'actionnaire majoritaire d'EDF (critère n° 8).

Enfin, les administrateurs représentant les salariés ne font pas l'objet d'une évaluation, conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

S'agissant plus particulièrement des relations d'affaires, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a examiné la situation de Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et de Messieurs Crémel et Petitcolin au regard du critère n° 3 prévu par le code AFEP-MEDEF. Le Comité a en particulier, examiné les liens d'affaires pouvant exister entre la Société et les sociétés dans lesquelles ces administrateurs exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels elles appartiennent, sur un plan quantitatif (importance des relations d'affaires pouvant exister entre la Société et ces sociétés et leurs groupes et des flux d'affaires recensés au cours de l'exercice 2019), ainsi que sur un plan qualitatif (position de l'administrateur dans les sociétés concernées, nature des relations d'affaires, dépendance économique éventuelle, exclusivité, etc.). Il en ressort qu'aucune des sociétés dans lesquelles ces administrateurs exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels ces sociétés appartiennent, ne peuvent être qualifiés de client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement ou conseil significatifs du groupe EDF et qu'EDF ne peut être considéré comme client ou fournisseur significatif de ces sociétés ou de leurs groupes. À l'issue de ces analyses, le Comité a conclu à l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant de ces administrateurs.

Après avis du Comité, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 13 février 2020 à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et a confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et de Messieurs Crémel et Petitcolin, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement.

À la date du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration de la Société compte donc cinq administrateurs indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul conformément au code AFEP-MEDEF, soit une proportion de 41,7 % d'administrateurs indépendants (hors administrateurs représentant les salariés), supérieure aux recommandations du Code (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Le tableau ci-après présente la situation des administrateurs qualifiés d'indépendants au regard des critères prévus par le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF :

	Critère n° 1	Critère n° 2	Critère n° 3	Critère n° 4	Critère n° 5	Critère n° 6	Critère n° 7	Critère n° 8	Qualification retenue
Bruno Crémel	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Colette Lewiner	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Laurence Parisot	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Claire Pedini	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Philippe Petitcolin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant

✓ *: Signifie que le critère est satisfait.*

4.2.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement et celui de ses Comités afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier notamment que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues.

Tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe indépendant, sous la Direction du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Évaluation externe

La dernière évaluation externe a été confiée en 2016 à un conseil indépendant, sélectionné à l'issue d'une procédure d'appel d'offres, sous la Direction du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise. Dans ce cadre, une évaluation de la contribution individuelle de chaque administrateur aux travaux du Conseil avait été réalisée, qui a donné lieu à des restitutions individuelles et confidentielles réalisées par le consultant auprès de chaque administrateur.

Compte tenu des modifications importantes intervenues dans la composition du Conseil d'administration au cours de l'exercice 2019, il a été décidé de reporter d'un an l'évaluation externe du Conseil et des Comités qui sera donc réalisée au cours de l'exercice 2020, au profit d'une évaluation interne menée en décembre 2019.

Évaluation annuelle 2019

L'évaluation annuelle 2019 a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire comportant à la fois des questions fermées, permettant d'établir un suivi statistique des réponses données par les administrateurs, et des questions ouvertes, permettant aux administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations qualitatives, des propositions d'évolution et de faire part de leurs attentes pour l'exercice 2020. Ce questionnaire a été complété de manière anonyme par les administrateurs, puis dépouillé par le Secrétariat du Conseil. L'évaluation couvrait notamment les domaines suivants :

- nombre et durée des séances du Conseil et des Comités ;
- appréciation du programme de travail, des sujets examinés en Conseil et en Comité et des informations communiquées ;
- appréciation de la composition du Conseil d'administration ;
- retour sur le séminaire stratégique 2019 du Conseil ;
- appréciation personnelle de la gouvernance de la Société ;
- attentes et suggestions en matière de thèmes prioritaires pour l'année 2020.

Les résultats de cette évaluation ont été présentés et débattus lors d'une *executive session* réunie le 12 décembre 2019.

Il ressort des résultats de cette évaluation que les administrateurs sont, d'une manière générale, très satisfaits de l'organisation et du fonctionnement du Conseil et des Comités. Le nombre de réunions, le programme de travail, les documents communiqués sont jugés satisfaisants et adaptés, de même que le niveau général d'information des administrateurs pour l'accomplissement de leur mission. Le séminaire stratégique annuel est particulièrement apprécié par les membres du Conseil. La composition du Conseil et sa diversité sont également jugées adaptées aux missions qui lui sont assignées.

Parmi les pistes d'amélioration identifiées, les administrateurs suggèrent principalement d'alléger la durée des réunions du Conseil et les ordres du jour des séances.

Enfin, les thèmes prioritaires que les administrateurs souhaitent voir davantage approfondis en 2020 sont le suivi de la situation et de la trajectoire financière, la stratégie et la prospective et le suivi de la performance et de la création de valeur

4.2.2.6 Information et formation des administrateurs – Digitalisation

Le Président-Directeur Général veille à ce que les administrateurs disposent des informations nécessaires à l'exercice de leur mission. Ces informations leur sont transmises dans des délais leur permettant d'exercer leur mission dans les meilleures conditions.

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie, les engagements hors bilan de la Société et du Groupe et la performance des principales filiales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, ainsi que sur la politique en matière d'achats et de ressources humaines. Le Conseil d'administration est par ailleurs informé régulièrement de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux auxquels la Société est confrontée, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale, sociétale et environnementale.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est régulièrement remis aux administrateurs. La Société leur fournit également l'information utile à tout moment entre les séances du Conseil, si l'importance ou l'urgence de l'information le requiert.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe, y compris hors la présence du Président, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

Enfin, chaque administrateur peut bénéficier d'une formation complémentaire sur les spécificités de la Société et du Groupe, leurs métiers et leur secteur d'activité, ainsi que sur les thèmes spécifiques entrant dans les compétences des Comités au sein desquels ils sont appelés à siéger. En outre, des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu peuvent être organisées, de même que toutes formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

Depuis 2016, le Conseil d'administration s'est doté d'une plateforme digitale, qui permet une mise à disposition fluide, rapide et sécurisée des dossiers du Conseil et des Comités.

4.2.2.7 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir en toute circonstance dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts (voir aussi section 4.4.1 « Conflits d'intérêts ») et s'abstenir de participer aux débats et au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité, exercer leur mandat avec diligence et assiduité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF.

Les administrateurs et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Outre le droit de communication des documents et informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission dont ils disposent, les administrateurs ont également le devoir de demander l'information qu'ils jugent indispensable pour accomplir leur mission.

Aux termes du règlement intérieur, chaque administrateur s'engage à vérifier que sa situation est conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du code AFEP-MEDEF en matière de cumul des mandats et à tenir le Conseil informé des mandats qu'il exerce dans d'autres sociétés. Le Président-Directeur Général est par ailleurs tenu d'informer le Conseil d'administration préalablement à l'acceptation d'un mandat dans une société cotée.

4.2.2.8 Activité du Conseil d'administration en 2019

	2018	2019
Nombre de réunions	9*	12*
Taux moyen de participation	92,0 %	91,7 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 25 minutes	2 heures et 40 minutes

* *S'ajoute à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique d'une journée.*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel des administrateurs au cours de l'exercice 2019 :

Administrateurs mandats en cours au 31/12/2019	Taux moyen de présence en 2019
Jean-Bernard Lévy	100 %
Véronique Bédague-Hamilius (1)	n.a.
Claire Bordenave (2)	100 %
Jacky Chorin	100 %
Bruno Crémel (3)	100 %
François Delattre (4)	100 %
Gilles Denoyel (3)	100 %
Karine Granger (2)	100 %
Marie-Christine Lepetit	100 %
Colette Lewiner	75 %
Laurence Parisot	83,3 %
Claire Pedini	100 %
Philippe Petitcolin (3)	75 %
Jean-Paul Rignac	100 %
Vincent Rodet (2)	100 %
Michèle Rousseau	91,7 %
Christian Taxil	100 %
Martin Vial	91,7 %

(1) Administratrice cooptée lors de la dernière réunion du Conseil d'administration tenue en 2019
(2) Administrateurs dont le mandat a pris effet le 23 novembre 2019.
(3) Administrateurs dont le mandat a pris effet à l'issue de l'Assemblée générale du 16 mai 2019.
(4) Administrateur depuis le 28 juin 2019.

En 2019, le Conseil d'administration a examiné et/ou autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets tels que les décisions finales d'investissement concernant les projets éoliens en mer de Saint-Nazaire (France) et de Neart na Gaoithe (Écosse), l'avancement des projets Hinkley Point C et Flamanville 3, ainsi que les conclusions de la revue menée par Jean-Martin Folz sur le projet d'EPR de Flamanville, les perspectives en matière de nouveau nucléaire en France et au Royaume-Uni, le protocole transactionnel d'indemnisation d'EDF par l'État concernant la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim, l'avancement du programme Linky porté par Enedis et du programme du « Grand carénage », le projet de construction par Edison d'un cycle combiné gaz à haut rendement à Presenzano (Italie) et le projet de cession de l'activité exploration et production d'Edison, l'offre d'actions réservée aux salariés réalisée en 2019, le bilan santé sécurité 2018 du Groupe, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF et les objectifs que le Groupe s'est fixés en matière de féminisation des instances dirigeantes (voir notamment section 3.3.3.1.5 « Diversité et inclusion, Egalité professionnelle entre les femmes et les hommes) et les rapports 2018 de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

Dans le cadre du séminaire stratégique annuel, le Conseil a débattu de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, des perspectives d'évolution des coûts des technologies de production d'électricité, de la stratégie des comparables européens d'EDF, des enjeux pour EDF liés aux évolutions de l'environnement législatif et réglementaire et à la régulation du nucléaire existant.

4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration. À l'occasion de la mise à jour du règlement intérieur approuvée par le Conseil le 8 octobre 2019, les missions en matière de gouvernance du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise ont été transférées au Comité des nominations et des rémunérations. Les Comités ont alors été renommés respectivement Comité de responsabilité d'entreprise et Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité. Les statuts de la Société prévoient que chaque Comité comprend au moins un administrateur représentant les salariés.

À la date du présent document, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- M. Jean-Bernard Lévy pour le Comité de la stratégie ;
- Mme Marie-Christine Lepetit pour le Comité d'audit ;
- M. Gilles Denoyel pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- Mme Claire Pedini pour le Comité de responsabilité d'entreprise ;
- Mme Colette Lewiner pour le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

La composition, les missions et l'activité de chacun des Comités sont décrites ci-après.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société peuvent assister aux réunions des Comités.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de rapports oraux du Président du Comité, lors de la séance suivante du Conseil d'administration, et de comptes-rendus écrits.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit que les Comités se réunissent dans un délai suffisant avant la réunion du Conseil dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans leurs missions.

Les Comités peuvent convier à leurs réunions les dirigeants de la Société, y compris le Président-Directeur Général. Ils peuvent entendre d'autres personnes, internes ou externes à la Société, après en avoir informé le Président-Directeur Général et à charge d'en rendre compte au Conseil. Ils peuvent également, après en avoir informé le Président-Directeur Général, décider de recourir à des études techniques et des expertises externes sur des sujets relevant de leur compétence, dont le coût est pris en charge par la Société, et à charge d'en rendre compte au Conseil.

En 2019, le taux moyen de participation global dans les Comités s'est élevé à 92,9 %. Les taux moyens de participation par Comité ainsi que les taux de présence individuels de leurs membres sont indiqués ci-après.

4.2.3.1 Comité d'audit

Composition

Conformément aux dispositions de l'article L. 823-19 du Code de commerce et aux recommandations du code AFEP-MEDEF, le Comité comprend deux tiers d'administrateurs indépendants et ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif.

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité d'audit à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel :

Composition du Comité d'audit

Marie-Christine Lepetit	Présidente	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Jacky Chorin	Membre	Administrateur élu par les salariés
Bruno Crémel	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Colette Lewiner	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Jean-Paul Rignac	Membre	Administrateur élu par les salariés
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés

MM. Bruno Crémel et Vincent Rodet sont devenus membres du Comité d'audit à compter du 16 mai et du 23 novembre 2019 respectivement.

Nombre de membres	7
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	66,67 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration. L'article 16.1 du code AFEP-MEDEF recommande par ailleurs que l'ensemble des membres du Comité d'audit aient une compétence financière ou comptable, que la reconduction du Président du Comité fasse l'objet d'un examen particulier de la part du Conseil et que la part des administrateurs indépendants au sein du Comité soit au moins de deux tiers (hors administrateurs représentant les salariés).

Le Conseil d'administration réuni le 16 mai 2019, à l'issue de l'Assemblée générale, a réexaminé la composition des Comités, compte tenu des évolutions de la composition du Conseil. S'agissant du Comité d'audit, le Conseil a constaté en particulier que Mme Lepetit, dont la reconduction en qualité de Présidente du Comité d'audit était proposée, ainsi que Mme Lewiner et M. Crémel, présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit du 22 juillet 2010. Le Conseil a donc constaté que Mme Lewiner et M. Crémel répondent à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.4 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Missions

Le Comité d'audit exerce, sous la responsabilité du Conseil d'administration, les missions qui lui sont dévolues par l'article L. 823-19 du Code de commerce. En application de ce texte, le Comité d'audit est notamment chargé des missions suivantes :

- assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et formuler toute recommandation pour en garantir l'intégrité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques et de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- suivre la réalisation de la mission des Commissaires aux comptes, s'assurer de leur indépendance et approuver la fourniture des services mentionnés à l'article L. 822-11-2 du Code de commerce.

Dans le cadre de ces missions, il examine et donne notamment son avis au Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société, le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, et les rapports financiers afférents ;
- le suivi des risques et le contrôle interne (cartographie des risques du Groupe et méthodes de détection, d'anticipation et de mise sous contrôle des risques dans tous les domaines, y compris les risques sociaux, environnementaux et liés aux changement climatique, organisation et évaluation des dispositifs de contrôle interne) ; dans ce cadre, il s'assure, en lien avec le Comité de responsabilité d'entreprise, de l'existence de dispositifs de contrôle interne et de gestion des principaux risques en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise ;
- l'audit (programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices, suivi de leur mise en œuvre) ;
- le contrôle des Commissaires aux comptes (pilotage de la procédure de sélection des Commissaires aux comptes, suivi de la réalisation de leur mission en tenant compte, le cas échéant, des constatations et conclusions du Haut Conseil du Commissariat aux comptes, vérification du respect par les Commissaires aux comptes des conditions d'indépendance prévues par les textes applicables, avis sur le montant des honoraires, approbation de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes selon une procédure approuvée par le Conseil d'administration le 3 novembre 2016) ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de désinvestissement qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ;
- les politiques en matière d'assurances, de risques marchés énergies et de risque de défaillance de contreparties du Groupe.

L'examen des comptes par le Comité est accompagné d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux d'audit ou d'examen limité. Outre les réunions du Comité d'audit consacrées à l'examen des comptes annuels et semestriels, les Commissaires aux comptes assistent également aux réunions consacrées au suivi des risques et du contrôle interne et à l'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

Activité en 2019

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2018 et 2019 :

	2018	2019
Nombre de réunions	5	6
Taux moyen de participation	97,5 %	100 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 3 minutes	2 heures et 31 minutes

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2019 des membres du Comité d'audit dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2019 :

Membres du Comité d'audit	Taux moyen de présence en 2019
Marie-Christine Lepetit	100 %
Jacky Chorin	100 %
Bruno Crémel	100 %
Colette Lewiner	100 %
Jean-Paul Rignac	100 %
Vincent Rodet	100 %
Christian Taxil	100 %

En 2019, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels et les rapports financiers afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes de leur plan d'audit 2019 et des points essentiels des conclusions de leurs diligences, la proposition d'acompte sur le dividende au titre de l'exercice 2019, le budget 2020 et le PMT 2020-2022, la revue de la valeur des actifs dans la perspective de l'arrêté des comptes 2019, les engagements hors bilan, la mise à jour de la cartographie des risques, l'évolution des risques prioritaires, les méthodes de contrôle des risques et les actions de progrès identifiées, la synthèse des audits internes et le programme d'audit, les risques liés au changement climatique, la gestion du risque de dépendance à l'égard des matières premières rares et critiques, le mandat annuel de gestion financière et de maîtrise des risques financiers et la synthèse annuelle sur les risques de contrepartie du Groupe.

Conformément à la procédure approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 3 novembre 2016, le Comité a autorisé la fourniture par les Commissaires aux comptes et les membres de leur réseau de services autres que la certification des comptes et il lui a été rendu compte semestriellement des services fournis dans le cadre des pré-approbations prévues aux termes de cette procédure.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2019.

4.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de suivi des engagements nucléaires à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel :

Composition du Comité de suivi des engagements nucléaires

Gilles Denoyel	Président	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Marie-Christine Lepetit	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Colette Lewiner	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

M. Denoyel est devenu membre et Président du Comité de suivi des engagements nucléaires à compter du 16 mai 2019. Mme Granger et M. Rodet sont devenus membres du Comité à compter du 23 novembre 2019.

Nombre de membres	6
Nombre d'administrateurs indépendants	1
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	25 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) a été institué par l'article 9 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Il a pour mission de suivre l'évaluation des passifs nucléaires et l'évolution des provisions correspondantes, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, d'examiner les résultats de la gestion des actifs constitués par la Société et de vérifier la conformité de cette gestion aux règles de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés. Il donne un avis au Conseil sur le dispositif de contrôle interne du financement des charges mentionnées à l'article L. 594-1 du Code de l'environnement.

Le Comité s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé d'experts indépendants nommés par le Conseil [(1)], qui a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif-passif et de gestion des actifs dédiés.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs dédiés non cotés pour tout projet d'un montant unitaire supérieur à 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) d'un montant unitaire supérieur à 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Activité en 2019

	2018	2019
Nombre de réunions	4	3
Taux moyen de participation	79,2 %	94,4 %
Durée moyenne des séances	1 heure et 52 minutes	2 heures et 45 minutes

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2019 des membres du Comité de suivi des engagements nucléaires dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2019 :

Membres du Comité de suivi des engagements nucléaires	Taux moyen de présence en 2019
Gilles Denoyel	100 %
Karine Granger*	n.a
Marie-Christine Lepetit	100 %
Colette Lewiner	100 %
Vincent Rodet*	n.a
Michèle Rousseau	100 %

* *Administrateurs dont le mandat a pris effet postérieurement à la dernière réunion du CSEN tenue en 2019.*

En 2019, le Comité a examiné en particulier la situation de couverture et le taux d'actualisation des provisions nucléaires, la performance des portefeuilles d'actifs dédiés cotés et non cotés, le rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus, l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et des projets de Centre industriel de stockage géologique (CIGEO) et d'Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA) (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Les Commissaires aux comptes ont présenté au Comité leur approche en matière d'audit des passifs nucléaires. Enfin, le Comité a examiné les propositions d'évolution de la composition du CEFEN avant décision du Conseil d'administration.

(1) Les membres actuels du CEFEN ont été renouvelés ou désignés le 19 novembre 2019 pour trois ans par le Conseil d'administration après avis du CSEN.

4.2.3.3 Comité de la stratégie

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel. Les administrateurs qui ne sont pas membres du Comité de la stratégie peuvent participer à ses réunions.

Composition du Comité de la stratégie

Jean-Bernard Lévy	Président	Président-Directeur Général, administrateur nommé par l'Assemblée générale
Jacky Chorin	Membre	Administrateur élu par les salariés
François Delattre	Membre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Laurence Parisot	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés
Martin Vial	Membre	Représentant de l'État

M. Petitcolin est devenu membre du Comité de la stratégie à compter du 16 mai 2019. Mme Granger et M. Rodet sont devenus membres du Comité à compter du 23 novembre 2019.

Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, et en particulier sur le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 1.5.1.2 « Service public en France »), les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité central d'entreprise d'EDF, le contrat de service public (voir section 1.5.1.2 « Service public en France »), les accords stratégiques, les alliances et partenariats, ainsi que sur la politique en matière de recherche et développement.

Activité en 2019

	2018	2019
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de participation*	92,6 %	96,3 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 45 minutes	3 heures et 5 minutes

* *Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les membres du Conseil pouvant par ailleurs participer aux réunions).*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2019 des membres du Comité de la stratégie dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2019 :

Membres du Comité de la stratégie	Taux moyen de présence en 2019
Jean-Bernard Lévy	100 %
Jacky Chorin	100 %
François Delattre	100 %
Karine Granger	100 %
Laurence Parisot	100 %
Philippe Petitcolin	67 %
Vincent Rodet	100 %
Christian Taxil	100 %
Martin Vial	100 %

En 2019, le Comité a examiné en particulier la performance et les ambitions d'EDF Renouvelables, les enjeux pour EDF liés au débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs (PNGMDR), la politique du groupe EDF en matière de Recherche & Développement, les principales hypothèses du PMT 2020-2022, ainsi que le plan d'actions consécutif au rapport de Jean-Martin Folz sur le projet d'EPR de Flamanville.

Par ailleurs, le Comité a pris connaissance de l'état d'avancement des réflexions engagées sur une éventuelle organisation du Groupe (*cf.* section 1.3.3.1 « Stratégie et organisation »).

4.2.3.4 Comité de responsabilité d'entreprise

À l'occasion de la mise à jour du règlement intérieur du Conseil, approuvée le 8 octobre 2019, les missions en matière de gouvernance du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise ont été transférées au Comité des nominations et des rémunérations et le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise a été renommé Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.5 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance » ci-après).

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de responsabilité d'entreprise à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel :

Composition du Comité de responsabilité d'entreprise

Claire Pedini	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Claire Bordenave	Membre	Administratrice élue par les salariés
Jacky Chorin	Membre	Administrateur élu par les salariés
Laurence Parisot	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés

Mme Pedini a été nommée Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise à compter du 16 mai 2019. Mme Bordenave et M. Rodet sont devenus membres du Comité à compter du 23 novembre 2019.

Nombre de membres	5
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	100 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité de responsabilité d'entreprise examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise. Il examine la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique. Il s'assure, en lien avec le Comité d'audit, de l'existence de dispositifs d'identification et de gestion des principaux risques dans ces domaines et de la conformité avec les dispositifs légaux et réglementaires.

Dans le cadre de ses missions, il examine notamment les éléments constituant la déclaration de performance extra-financière incluse dans le rapport de gestion en application du Code de commerce, en lien avec le Comité d'audit, le *reporting* annuel éthique et conformité, le rapport annuel du médiateur d'EDF ainsi que les rapports annuels de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique (voir les sections 1.4.1.5.1.2 « La sûreté hydraulique et 3.3.1.2.1 « Sûreté nucléaire »).

Il donne son avis au Conseil sur la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes.

Le Comité peut soumettre au Conseil d'administration tous avis, propositions et recommandations dans les domaines qui le concernent.

Activité en 2019

	2018	2019
Nombre de réunions	7*	8*
Taux moyen de participation	92,9 %	87,5 %
Durée moyenne des séances	1 heure et 32 minutes	1 heure et 20 minutes

* *Dont deux réunions conjointes avec le Comité des nominations et des rémunérations (avant le 8 octobre 2019).*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2019 des membres du Comité de responsabilité d'entreprise dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2019 :

Membres du Comité de responsabilité d'entreprise	Taux moyen de présence en 2019
Claire Pedini	100 %
Claire Bordenave	100 %
Jacky Chorin	100 %
Laurence Parisot	50 %
Vincent Rodet	100 %

En 2019, le Comité a examiné en particulier les rapports 2018 de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, les éléments de gouvernance du rapport de gestion 2018, les résultats de l'enquête « My EDF » 2018, la sous-traitance socialement responsable, les relations d'EDF avec ses entreprises prestataires dans le nucléaire et la RSE dans le processus achats, le rapport 2018 du Médiateur d'EDF, la politique d'EDF et le bilan en matière d'égalité professionnelle et salariale ainsi que les objectifs que le Groupe s'est fixés en matière de féminisation des instances dirigeantes (voir notamment section 3.3.3.1.5 « Diversité et inclusion, Egalité professionnelle entre les femmes et les hommes »), le bilan santé sécurité 2018 du Groupe, le bilan éthique et conformité 2018 et les priorités 2019, le projet de mise à jour du règlement intérieur du Conseil d'administration, les résultats d'EDF en matière de notation extra-financière, ainsi que la révision de la matrice de matérialité du Groupe.

Le Comité a également tenu deux réunions conjointes avec le Comité des nominations et des rémunérations consacrées à l'évaluation de l'indépendance des administrateurs.

4.2.3.5 Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

À l'occasion de la mise à jour du règlement intérieur du Conseil, approuvée le 8 octobre 2019, les missions en matière de gouvernance du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise ont été transférées au Comité des nominations et des rémunérations. Le Comité des nominations et des rémunérations a été renommé Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel :

Composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Colette Lewiner	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Claire Pedini	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Martin Vial	Membre	Représentant de l'État

Mme Lewiner a été nommée Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance à compter du 16 mai 2019 et Mme Pedini en est devenue membre à la même date. Mme Granger est devenue membre du Comité à compter du 23 novembre 2019.

Nombre de membres	4
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	66,67 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

En matière de nominations, le Comité transmet au Conseil ses recommandations ou ses propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il supervise le processus de sélection des candidats potentiels et peut réaliser ses propres études sur les candidats. Il propose au Conseil la définition d'une politique de diversité appliquée aux administrateurs et ses mises à jour. Il assure le suivi de la mise en œuvre de la politique et des résultats obtenus. Le Comité s'assure de l'existence de plans de succession, afin d'anticiper les successions, imprévues ou à leur terme, des dirigeants mandataires sociaux exécutifs et des membres du Comité exécutif du Groupe. Le Président-Directeur Général est associé aux travaux du Comité pour l'exécution de cette mission, sauf pour ce qui concerne les travaux relatifs à sa propre succession.

En matière de rémunérations, le Comité examine et donne un avis sur la politique de rémunération des mandataires sociaux visée à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce et sur les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération et les avantages de toute nature du Président-Directeur Général. Il adresse cet avis au Conseil pour délibération. Le Président du Comité adresse également, pour approbation, cet avis au ministre en charge de l'économie. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques ayant modifié le décret du 9 août 1953, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros. Il transmet au Conseil son avis sur la politique de rémunération du Comité exécutif du Groupe et des principaux dirigeants, ainsi que sur l'enveloppe et les modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale des actionnaires, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

En matière de gouvernance, le Comité suit les questions relatives au gouvernement d'entreprise et veille à la mise en œuvre, au sein des organes sociaux de la Société, des principes et règles issus notamment du code AFEP-MEDEF. Il peut faire toute proposition concernant l'évolution du fonctionnement ou des pouvoirs du Conseil ou de son règlement intérieur. Il réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil et de ses Comités et supervise tous les trois ans l'évaluation formalisée réalisée par un consultant externe indépendant. Chaque année, le Comité examine la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF et fait part de ses conclusions au Conseil. En cas de nomination de nouveaux membres au sein du Comité d'audit, il examine en outre la situation de ces membres en termes de compétences en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes. Il examine et donne son avis sur les situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et il en rend compte au Conseil.

Activité en 2019

	2018	2019
Nombre de réunions	4*	9*
Taux moyen de participation	100 %	86,1 %
Durée moyenne des séances	53 minutes	24 minutes

* *Dont deux réunions conjointes avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise (avant le 8 octobre 2019).*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2019 des membres du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2019 :

Membres du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance	Taux moyen de présence en 2019
Colette Lewiner	100 %
Karine Granger	100 %
Claire Pedini	100 %
Martin Vial	75 %

En 2019, le Comité a tenu plusieurs réunions consacrées au processus de renouvellement du Conseil d'administration et à l'examen des candidatures proposées en vue de l'Assemblée générale du 16 mai 2019, en tenant compte de la politique de diversité applicable aux administrateurs (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »). Dans ce cadre, le Comité a eu recours, pour la recherche de candidats, à un conseil externe spécialisé. Il a également donné son avis au Conseil concernant les cooptations intervenues postérieurement à l'Assemblée générale. Il a examiné la politique de rémunération des dirigeants, la politique de diversité applicable aux membres du Conseil d'administration et les évolutions de la composition des Comités du Conseil. Le Comité a par ailleurs émis un avis destiné au Conseil concernant la politique de

rémunération du Président-Directeur Général et la fixation de sa rémunération au titre de l'exercice 2019.

Le Comité a également tenu deux réunions conjointes avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise consacrées à l'évaluation de l'indépendance des administrateurs.

4.3 Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe. Le Comité exécutif se réunit en principe chaque semaine.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif examine de manière approfondie les projets les plus significatifs en fonction de l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Comité exécutif compte douze membres et un Secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent ci-dessous.

4.3.1 Composition du Comité exécutif

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonctions
Jean-Bernard Lévy	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Territoires. Il supervise Edison et les activités gazières (1)
Bruno Bensasson	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables, Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables
Béatrice Buffon	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale(4)
Christophe Carval	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe
Véronique Lacour	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (2)
Alexandre Perra	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie (3)
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Pierre Todorov	Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire

Paul-Marie Dubée assure le Secrétariat du Comité exécutif, il est Directeur en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales.

(1) Marc Benayoun a succédé à Henri Lafontaine dans ses fonctions à compter du 1er juillet 2019.
(2) Cédric Lewandowski a succédé à Philippe Sasseigne dans ses fonctions à compter du 1er juillet 2019.
(3) Alexandre Perra a succédé à Cédric Lewandowski dans ses fonctions à compter du 1er juillet 2019.
(4) Béatrice Buffon a succédé à Marianne Laigneau dans ses fonctions à compter du 10 février 2020.

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marc Benayoun, 53 ans, ancien élève de l'ESSEC, a commencé sa carrière au sein du Groupe Paribas en 1989, avant de rejoindre The Boston Consulting Group en 1993. Il devient Directeur associé au bureau de Paris en 2001 puis au bureau de Moscou en 2008 et occupe au cours de cette période différentes responsabilités dont celle du développement des compétences et activités de la Société dans le domaine du gaz naturel. En 2009, il rejoint le groupe EDF en tant que Directeur Économie Tarifs et Prix, à la Direction Commerce. Dans ce cadre, il est notamment en charge des discussions relatives à l'évolution des Tarifs Réglementés de Vente. En 2012 il devient Directeur du Marché des Entreprises et Professionnels. À ce titre, il pilote le projet lié à la fin des tarifs réglementés d'électricité pour les entreprises et les collectivités locales avec, pour résultat, la reconquête de la position de leader dans un contexte concurrentiel. En 2016, Marc Benayoun devient Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Gaz et Italie et prend les fonctions d'administrateur délégué (CEO) d'Edison, le troisième énergéticien italien. Il pilote également les activités du groupe en matière d'approvisionnement gazier, et gère le portefeuille de contrats long terme par gazoduc et voie maritime (gaz liquéfié), ainsi que les actifs nécessaires à leur transport jusqu'aux points de consommation. Depuis juillet 2019, Marc BENAYOUN est Directeur Exécutif Groupe Clients, Services et Territoires. A ce titre, il occupe les fonctions de Directeur Commerce et supervise les activités liées aux services énergétiques, notamment celles opérées par Dalkia. Marc BENAYOUN est également membre du Conseil d'Administration d'EDF Trading, Président du Conseil d'Administration d'Edison et il supervise les activités de la plate-forme d'achat de gaz du groupe EDF, basée en Italie.

Bruno Bensasson, 47 ans, est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École des Mines de Paris. Il a débuté son activité professionnelle en 1998 au sein de l'Autorité de sûreté nucléaire en tant que chef de Division Régionale (Basse et Haute Normandie) puis Directeur de Cabinet du Directeur Général. Il a ensuite occupé de 2004 à 2006 les fonctions de conseiller technique en charge de l'environnement, des nouvelles énergies et de l'énergie nucléaire au cabinet du ministre de l'Industrie, puis de conseiller technique au Secrétariat Général de la Présidence de la République en charge de l'industrie, de l'environnement et des

transports. Il a rejoint SUEZ en 2007 comme Directeur des Études Économiques à la Direction du développement et de la stratégie. En 2011, il devient membre du Comité exécutif de GDF SUEZ en tant que Directeur de la Stratégie et du Développement Durable. Il a été nommé Directeur Général de GDF SUEZ Énergie France début 2013 avant de devenir, en juillet 2014, Directeur Général Adjoint de GDF SUEZ Énergie Europe en charge du développement et de la production renouvelables. À partir de 2016, il occupe le poste de Directeur Général Engie Afrique. Depuis mai 2018, Bruno Bensasson est Directeur Exécutif Groupe EDF en charge du Pôle Énergies Renouvelables et Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables.

Béatrice Buffon, 45 ans, est diplômée de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées. Elle commence sa carrière comme responsable des financements chez COGETHERM, une filiale d'EDF spécialisée dans le développement de projets de cogénération de gaz. En 2001, elle rejoint SIIF Energies qui deviendra EDF Renouvelables pour devenir directrice de projet en 2003. De 2007 à 2009, elle assure les fonctions de directrice adjointe de POWEO Energies Renouvelables. Elle revient chez EDF Renouvelables en 2010 en tant que directrice du développement pour les grands projets photovoltaïques au sol, puis devient en 2011 directrice du développement de l'éolien offshore France. En 2014, elle devient Directrice générale adjointe d'EDF Renouvelables en charge des énergies marines renouvelables et membre du comité de direction d'EDF Renouvelables. Elle est Chevalier de l'Ordre national du Mérite. Depuis février 2020, elle est Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale d'EDF.

Christophe Carval, 59 ans, titulaire d'un diplôme d'ingénieur en électricité d'HEI Lille, a rejoint le groupe EDF en 1982. Il a occupé plusieurs postes de *management* d'Unité Départementale, Régionale et Interrégionale dans le métier de la distribution d'électricité et de gaz. Il a été chargé, en 2007, du projet de création puis du *management* de la Direction des Services Partagés du groupe EDF. Il occupait depuis 2014, le poste de Directeur Ressources Humaines, santé sécurité et de la Transformation d'Enedis. Depuis juillet 2017, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Xavier Girre, 51 ans, est diplômé de HEC, titulaire d'une maîtrise en droit des affaires, lauréat de l'Institut d'Études Politiques de Paris (IEP) et ancien élève de l'ENA. Xavier Girre a commencé sa carrière à la Cour des comptes en 1995, avant de rejoindre le groupe Veolia en 1999, où il a passé douze années et a notamment occupé les postes de Directeur des Risques et de l'Audit du groupe Veolia puis Directeur Général Adjoint en charge des finances de Veolia Transport puis de Veolia Propreté. De 2011 à 2015, il a été DGA et Directeur Financier du groupe La Poste puis Président du Directoire de XAnge Private Equity. Xavier Girre a rejoint EDF en 2015 en tant que Directeur Financier pour la France, avant d'être nommé au Comité exécutif d'EDF. Il est également administrateur d'EDF Energy, d'EDF Renouvelables, de Dalkia, d'Edison, Président du Conseil d'administration d'EDF Trading, membre du Conseil de surveillance d'Enedis, Président-Directeur Général de CTE et Président du Conseil de surveillance de RTE. Xavier Girre est, par ailleurs, administrateur et Président du Comité d'audit de la Française des Jeux. Depuis mars 2016, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière.

Véronique Lacour, 55 ans, est titulaire d'un DESS systèmes d'information de l'université Paris I Panthéon Sorbonne. Elle débute sa carrière chez Thales en 1987, où elle construit une expérience solide dans les systèmes d'information, avant de devenir, en 2004, Directeur des Systèmes d'Information d'une nouvelle Division de Thales. De 2007 à 2009, elle en dirige le Service Partagé Systèmes d'Information Ressources Humaines. Elle rejoint Safran en 2009, où elle occupe successivement les postes de Directeur des Systèmes d'Information de Safran Aircraft Engines (anciennement Snecma), puis de Directeur de la Démarche de Progrès en 2013 afin de piloter le programme d'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directeur des Programmes de Safran Analytics, et participe à la création de cette nouvelle entité dédiée au *Big Data* qui s'inscrit dans la stratégie de transformation digitale du Groupe. Véronique Lacour a rejoint le Comité exécutif d'EDF le 1er décembre 2016 afin de diriger les activités du Groupe en matière de systèmes d'information, d'achats, d'immobilier, de conseil et de services partagés tertiaires et IT. Depuis 2016, elle est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle.

Cédric Lewandowski, 50 ans, est diplômé de l'Institut d'Études Politiques (IEP) de Paris et diplômé d'Études Approfondies (DEA) de Géopolitique (Paris-VIII). Cédric Lewandowski a débuté sa carrière à EDF en 1998 en tant que Chef du cabinet du Président d'EDF de 1998 à 2004, puis Directeur des Transports et des Véhicules Électriques d'Électricité de France de 2005 à 2008. Puis, il devient Directeur d'EDF Collectivités à la Direction Commerce d'EDF de 2008 à 2012, Président du Conseil d'administration de la Société H4 de 2009 à 2012, administrateur de la Société Safidi de 2009 à 2012 et Président du Conseil d'administration de la Société Tiru de 2009 à 2012. Il est ensuite nommé Directeur du Cabinet Civil et Militaire du ministre de la Défense de mai 2012 à mi 2017. Il est Directeur Exécutif du groupe EDF en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie de 2017 à 2019. Il est, Président du Conseil d'administration d'ÉS (Électricité de Strasbourg) et de de l'Association française de l'éclairage. Il est Gouverneveur au Main Governing Board de WANO. Depuis juillet 2019, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique .

Alexandre Perra, 39 ans, est diplômé de l'Institut d'Études Politiques et titulaire d'une maîtrise de lettres modernes. Il a intégré Thales en 2007 d'abord au département stratégie, avant de prendre en charge la Communication Internationale du Groupe puis la Direction des Relations Médias et enfin d'être nommé Directeur Adjoint de la Communication. Alexandre Perra, a rejoint EDF en novembre 2014 comme Directeur auprès du Président-Directeur Général d'EDF, secrétaire du Comité Exécutif et chargé des relations gouvernementales. Il a participé à la définition de la stratégie d'entreprise CAP 2030 mise en œuvre depuis 2015 puis en 2018, il prend la direction du plan Stockage du Groupe. Par ailleurs, il a lancé en 2017, le projet Y, dispositif visant à mobiliser des jeunes salariés de moins de 35 ans pour accélérer la transformation numérique d'EDF. Il est également sponsor de Parlons Énergies, démarche d'intelligence collective favorisant le dialogue entre les salariés pour enrichir la stratégie de l'entreprise. Il est Président d'EDF Pulse Croissance Holding, membre du Conseil de surveillance d'Enedis et membre du Conseil d'Administration de la Fondation EDF. Depuis juillet 2019, il est Directeur Exécutif en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie.

Simone Rossi, 51 ans, diplômé de l'université Bocconi (Milan) en administration des affaires. Simone Rossi commence sa carrière comme consultant, d'abord chez KPMG Consulting en *corporate finance*, puis à partir de 1996 chez McKinsey & Company, où il se spécialise principalement dans les secteurs de l'énergie, des institutions financières et des technologies d'information et de communication. En 2004, il entre chez Edison SpA à Milan, en tant que responsable stratégie, avant d'être promu Directeur du Contrôle Financier et des Systèmes d'Information en 2007. Fin 2009, il est nommé Directeur Financier de Constellation Energy Nuclear Group (CENG), société basée à Baltimore aux États-Unis. Il devient ensuite *Chief Financial Officer* d'EDF Energy en avril 2011. Simone Rossi est nommé en mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale d'EDF. Depuis le novembre 2017, il est *Chief Executive Officer* d'EDF Energy et Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Pierre Todorov, 61 ans, ancien élève de l'École normale supérieure (Ulm) et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégé de philosophie. Pierre Todorov est auditeur, puis maître des requêtes au Conseil d'État de 1986 à 1990. Il rejoint à cette date le groupe Lagardère, au sein duquel il exerce diverses fonctions dans la branche médias, notamment celle de Directeur Général Adjoint International d'Hachette Filipacchi. En 1997, il est nommé Secrétaire Général du groupe Accor, fonction qu'il exerce jusqu'en 2008. Entre 2008 et 2011, il est associé du cabinet d'avocats Hogan Lovells LLP, puis il rejoint PSA Peugeot Citroën en 2011, en qualité de Secrétaire Général, membre du Comité de Direction Générale. Depuis février 2015, Pierre Todorov est Directeur Exécutif en charge du Secrétariat Général du Groupe.

Xavier Ursat, 53 ans, diplômé de l'École polytechnique et de Télécom Paris. Il entre à EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote notamment la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et contribue à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud. De 2002 à 2005, il est Chargé de mission auprès du Directeur Général Adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie. De 2005 à 2007, il est Directeur Adjoint de l'Unité de Production Alpes à Grenoble et de 2007 à 2010, Directeur de l'Unité de Production Sud-Ouest à Toulouse. De 2010 à 2014, il est successivement Directeur Délégué et Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Il est également Président du GIFEN, gouverneur honoraire du Conseil mondial de l'eau, Président du Comité de surveillance et d'orientation d'Edvance et membre du Conseil de surveillance et d'orientation de Framatome. Il est par ailleurs Président de la SFEN. Depuis mars 2015, Xavier Ursat est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire.

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants

4.4.1 Conflits d'intérêts

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs (concernant les règles applicables aux membres du Conseil d'administration en matière de conflits d'intérêts, voir la section 4.2.2.7 « Obligations et devoirs des administrateurs »).

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant du Code de déontologie boursière d'EDF (voir section 4.5.2 « Opérations réalisées sur les titres de la Société »). En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des parts de Fonds Communs de Placement du plan d'épargne entreprise du groupe EDF investis en actions EDF, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, peuvent être soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

À la connaissance d'EDF, il n'existe par ailleurs aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

4.4.2 Absence de condamnation

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années au moins : (i) d'une condamnation pour fraude, (ii) d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation ni (iii) d'une incrimination ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été empêché par un Tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de Direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années.

4.4.3 Contrats de service

Les mandataires sociaux d'EDF ne sont pas liés à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales par un contrat de services prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5 Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

4.5.1 Participation des administrateurs au capital d'EDF

Au 31 décembre 2019, les membres du Conseil d'administration de la Société, dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2019, détenaient un total de 5 531 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par ces administrateurs au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2019 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2018	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2019
Jacky Chorin (1)	307	294
Karine Granger	n.a.	25
Colette Lewiner (2)	1 932	1 929
Laurence Parisot	137	137
Philippe Petitcolin	n.a.	10
Vincent Rodet (2)	n.a.	1 873
Christian Taxil (1)	1 292	1 263
TOTAL	**3 668**	**5 531**

n.a. : non applicable

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.
(2) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Les administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2019, non mentionnés dans le tableau ci-dessus, ne détiennent aucune action EDF.

4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société

Le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie. Ce Code a été mis à jour en 2016 pour tenir compte de l'entrée en vigueur du règlement (UE) n° 596/2014 sur les abus de marché (dit « règlement MAR »), de ses règlements d'exécution [1], de la loi n° 2016/819 du 21 juin 2016 réformant le système de répression des abus de marché et du nouveau Guide de l'information permanente et de la gestion de l'information privilégiée publié par l'AMF le 26 octobre 2016.

En parallèle de la diffusion de ce Code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* pendant lesquelles toute personne ayant un accès permanent ou ponctuel à des informations privilégiées, y compris les tiers agissant au nom ou pour le compte du Groupe, et, s'agissant plus spécifiquement des périodes de *black-out*, toutes les personnes exerçant des fonctions dirigeantes au sein du Groupe, doivent impérativement s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés.

Le Code de déontologie rappelle également les obligations pesant sur les dirigeants, les responsables de haut niveau ainsi que les personnes qui leur sont étroitement liées de déclarer à l'AMF et à la Société les opérations qu'ils effectuent pour leur propre compte sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés. En effet, selon les termes de l'article 19 du règlement MAR, précisés par l'article 223-22 A du règlement général de l'AMF, les dirigeants des sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé doivent déclarer les opérations effectuées sur les titres de la Société à l'AMF et à la Société dans un délai de trois jours ouvrés suivant leur réalisation, lorsque le montant cumulé de ces opérations excède la somme de 20 000 euros au titre de l'année civile en cours.

Conformément aux dispositions du règlement général de l'AMF [2] , le Conseil d'administration d'EDF doit rendre compte dans son rapport annuel à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires des opérations qui ont été déclarées par les dirigeants et les personnes assimilées [3] au cours du dernier exercice.

Aucune opération sur les titres EDF n'a été déclarée à l'AMF ou à la Société au cours de l'exercice 2019 par les membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif de la Société.

(1) Règlement délégué (UE) 2016/522 du 17 décembre 2015, relatif aux indicateurs de manipulation de marché, aux seuils de publication d'informations, à l'autorisation de négociation pendant les périodes d'arrêt et aux types de transactions à notifier par les dirigeants ; règlement délégué (UE) 2016/908 du 26 février 2016, relatif aux pratiques de marché admises ; règlement délégué (UE) 2016/909 du 1er mars 2016, relatif aux notifications et listes des instruments financiers à adresser à l'autorité compétente en application de l'article 4 du règlement MAR ; règlement délégué (UE) 2016/1052 du 8 mars 2016, relatif aux conditions applicables aux programmes de rachat et aux mesures de stabilisation ; règlement délégué (UE) 2016/957 du 9 mars 2016, relatif aux pratiques abusives, aux ordres et aux transactions suspects ; règlement délégué (UE) 2016/958 du 9 mars 2016, définissant les modalités techniques de présentation objective de recommandations d'investissement ou d'autres informations recommandant ou suggérant une stratégie d'investissement et la communication d'intérêts particuliers ou de l'existence de conflits d'intérêts ; règlement délégué (UE) 2016/960 du 17 mai 2016, relatif aux sondages de marché ; règlement d'exécution (UE) 2016/347 du 10 mars 2016, relatif aux listes d'initiés ; règlement d'exécution (UE) 2016/523 du 10 mars 2016, relatif aux transactions effectuées par les personnes exerçant des responsabilités dirigeantes ; règlement d'exécution (UE) 2016/378 du 11 mars 2016, définissant des normes techniques d'exécution concernant la date, le format et le modèle de présentation des notifications prévues à l'article 4 du règlement MAR ; règlement d'exécution (UE) 2016/959 du 17 mai 2016, relatif aux sondages de marché ; règlement d'exécution (UE) 2016/1055 du 29 juin 2016, relatif aux modalités techniques de publication et de report des informations privilégiées.
(2) Article 223-26 du règlement général de l'AMF.
(3) Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.

4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux

4.6.1 Rémunération des mandataires sociaux

Les rémunérations et avantages de toutes natures versés durant l'exercice 2019 aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés contrôlées sont détaillés ci-dessous. Les tableaux figurant ci-après ont été établis selon le format préconisé par le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF modifiée le 13 avril 2015.

La politique de rémunération des mandataires sociaux, établie par le Conseil d'administration en application de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce en vue de sa soumission à l'Assemblée générale des actionnaires qui sera convoquée le 7 mai 2020, figure à la section 8.4. « Annexes » du présent document d'enregistrement universel.

4.6.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES AU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL (1)

(en euros)	Exercice 2018	Exercice 2019
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général		
Rémunérations dues au titre de l'exercice	452 868	453 660
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (2)	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice (2)	néant	néant
TOTAL	**452 868**	**453 660**

(1) Tableau n° 1 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.
(2) Comme indiqué à la section 4.6.2, la Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures dues et versées à Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général, au titre des exercices 2018 et 2019.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL(1)

	Exercice 2018		Exercice 2019	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	néant	néant	néant	néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature (2)	2 868	2 868	3 660	3 660
TOTAL	**452 868**	**452 868**	**453 660**	**453 660**

(1) Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.
(2) Tableau n°2 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.

4.6.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération

En application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953 et des articles L. 225-47 et L. 225-53 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la Gouvernance et soumis au ministre chargé de l'économie pour approbation après consultation des ministres intéressés (voir section 4.2.3.5 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »).

Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 a modifié le décret du 9 août 1953 en instaurant un plafonnement à 450 000 euros pour la rémunération des mandataires sociaux des entreprises publiques auxquelles ce décret est applicable.

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, la politique de rémunération et les éléments composant la rémunération du dirigeant mandataire social exécutif font l'objet de résolutions soumises au vote de l'Assemblée générale des actionnaires (voir la politique de rémunération en annexe à la section 8.4 « Annexes - politique de rémunération » du présent document d'enregistrement universel).

4.6.1.1.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Rémunération au titre de l'exercice 2019

Le Comité en charge des nominations et des rémunérations (aujourd'hui dénommé Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance) réuni le 7 février 2019 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2019.

Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 14 février 2019 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2019. Cette rémunération fixe annuelle demeure inchangée depuis la nomination de M. Jean-Bernard Lévy en qualité de Président-Directeur Général d'EDF en 2014 (voir section 4.2.2.2 « Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général »).

Rémunération au titre de l'exercice 2020

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 7 février 2020 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2020.

Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 13 février 2020 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2020. La rémunération du Président-Directeur Général inclut également des avantages en nature pour un montant de 3 660 euros.

4.6.1.1.3 Autres éléments de rémunération

En 2019, M. Jean-Bernard Lévy n'a pas perçu de rémunération au titre de ses mandats d'administrateur (rémunération allouée aux administrateurs en rémunération de leur activité en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce) et de Président du Conseil d'administration. Il n'a par ailleurs perçu aucune rémunération au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au Président-Directeur Général en 2019, et aucune option n'a été exercée au cours de l'exercice. De même, aucune action n'a été attribuée gratuitement au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune n'est devenue disponible.

M. Jean-Bernard Lévy n'a reçu aucune prime d'arrivée de la part d'EDF.

CONTRAT DE TRAVAIL, RETRAITE SUPPLÉMENTAIRE, INDEMNITÉS DE DÉPART ET CLAUSE DE NON-CONCURRENCE

Dirigeant mandataire social*	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général	non	non	non	non

* *Tableau n° 11 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.*

4.6.1.2 Rémunération globale des administrateurs

Les tableaux ci-dessous font apparaître les montants bruts des rémunérations attribuées au titre des exercices 2018 et 2019 et versées aux membres du Conseil d'administration au titre de leur mandat, en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce. Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée aux administrateurs au cours des exercices 2018 et 2019.

REMUNERATIONS ATTRIBUEES AUX ADMINISTRATEURS AU TITRE DES EXERCICES 2018 ET 2019

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31/12/2019	2018[1]	2019[1]
Véronique Bédague-Hamilius [2]	n.a.	761
Bruno Crémel [2]	n.a.	27 141
François Delattre [2]	n.a.	18 330
Gilles Denoyel [2]	n.a.	27 141
Marie-Christine Lepetit	46 258	45 745
Jean-Bernard Lévy	n.a.	n.a.
Colette Lewiner	49 806	51 011
Laurence Parisot	37 742	35 213
Claire Pedini	41 290	44 574
Philippe Petitcolin [2]	n.a.	20 705
Michèle Rousseau	36 323	37 553
Martin Vial	39 161	39 309
TOTAL (EN EUROS)	**250 580**	**347 483**

n.a.: non applicable

(1) Les rémunérations attribuées au titre d'un exercice comprennent la totalité de la part fixe et de la part variable dues au titre de l'exercice.
(2) Administrateurs dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2019.

Administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2019	2018(1)	2019(1)
Olivier Appert	37 032	12 752
Philippe Crouzet	42 710	14 507
Maurice Gourdault-Montagne	32 065	16 298
Bruno Lafont	40 581	18 018
Bruno Léchevin	37 032	15 093
Anne Rigail	n.a.	15 794
TOTAL (EN EUROS)	**189 420**	**92 462**

n.a. : non applicable

RÉMUNÉRATIONS VERSÉES AUX ADMINISTRATEURS AU COURS DES EXERCICES 2018 ET 2019

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2019	2018(1)	2019(1)
Bruno Crémel (2)	n.a.	2 514
François Delattre (2)	n.a.	138
Gilles Denoyel (2)	n.a.	2514
Marie-Christine Lepetit	45 581	46 258
Jean-Bernard Lévy	n.a.	n.a.
Colette Lewiner	49 419	49 806
Laurence Parisot	39 826	37 742
Claire Pedini	39 826	41 290
Philippe Petitcolin (2)	n.a.	2 514
Michèle Rousseau	37 907	36 323
Martin Vial	39 826	39 161
TOTAL (EN EUROS)	**252 385**	**258 260**

n.a. : non applicable

(1) Les versements réalisés au cours d'un exercice comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice précédent ainsi que 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.
(2) Administrateurs dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2019.

Administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2019	2018(1)	2019(1)
Olivier Appert	39 186	34 518
Philippe Crouzet	41 744	40 196
Maurice Gourdault-Montagne	21 400	31 926
Bruno Lafont	37 907	38 067
Bruno Léchevin	36 628	34 518
Anne Rigail	n.a.	2 514
TOTAL (EN EUROS)	**176 865**	**181 739**

n.a. : non applicable

Enveloppe et répartition des rémunérations versées aux administrateurs en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce

Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les rémunérations allouées, au titre de leur mandat, aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, et ayant la qualité d'agent public de l'État sont intégralement versés au budget de l'État.

S'agissant des autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public, un arrêté du ministre chargé de l'économie et des finances du 5 janvier 2018 (1) précise que la Société verse au budget de l'État 15 % des rémunérations qui leur sont allouées au titre de leur mandat, les 85 % restants étant versés à l'administrateur.

Concernant le Représentant de l'État nommé en application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération qu'il perçoit à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

(1) Les dispositions de l'arrêté du 5 janvier 2018, modifiant l'arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014, sont applicables depuis le 1er février 2018. Précédemment, l'arrêté du 18 décembre 2014 prévoyait que la rémunération à percevoir par ces administrateurs était versée à hauteur de 30 % aux administrateurs concernés, les 70 % restants étant versés au budget de l'État.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires une somme fixe annuelle à allouer ensuite aux administrateurs suivant les règles de répartition définies par le Conseil. Le Conseil réuni le 13 février 2020 a décidé de soumettre à l'Assemblée générale qui sera convoquée le 7 mai 2020 une enveloppe annuelle de 440 000 euros pour l'exercice 2020.

Les modalités de répartition de cette enveloppe annuelle, applicables depuis l'exercice 2011, ont été réexaminées et confirmées par le Conseil d'administration le 13 février 2020. Le montant total de l'enveloppe se répartit entre une part fixe et une part variable, représentant chacune la moitié de l'enveloppe, réparties comme suit :

- la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés ; 50 % de la part fixe annuelle sont versés au cours de l'exercice d'attribution et les 50 % restants au début de l'exercice suivant ;
- la répartition de la part variable entre les administrateurs est déterminée par application d'un coefficient spécifique selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence d'un administrateur à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité et un coefficient 2 pour la présidence d'un Comité. La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient ; la part variable au titre d'un exercice est versée en totalité au début de l'exercice suivant.

4.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions [1].

(1) À l'exception, le cas échéant, des administrateurs élus par les salariés, qui peuvent bénéficier des dispositifs mis en place par la Société au profit de l'ensemble de ses salariés.



5.

Performance financière du Groupe et perspectives

SOMMAIRE

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2019 244

5.1.1 Chiffres clés 244

5.1.2 Éléments de conjoncture 246

5.1.3 Événements marquants de l'année 2019 252

5.1.4 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2018 et 2019 254

5.1.5 Flux de trésorerie et endettement financier net 261

5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés 266

5.2 Événements postérieurs à la clôture 275

5.3 Évolution des prix de marchés à fin février 2020 275

5.4 Perspectives 275

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2019

5.1.1 Chiffres clés

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2019 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2019. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2019 du groupe EDF.

Depuis le 1er janvier 2019, le Groupe applique la norme IFRS 16 « Contrats de locations » selon la méthode rétrospective dite « modifiée ». L'information comparative présentée dans ce document n'est pas retraitée des impacts de la mise en place de la norme. En conséquence, les comptes au 31 décembre 2019 sont établis sans retraitement de l'exercice précédent (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

La cession de l'activité Exploration et Production (E&P) d'Edison a été qualifiée d'activité abandonnée au sens de la norme IFRS 5 à compter du 1er janvier 2019. Ainsi, le résultat net des activités abandonnées est présenté sur la ligne distincte du compte de résultat « résultat net des activités en cours de cession » pour les périodes publiées. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2018 est présenté en note 2.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2019 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2019 (1)	2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	71 317	68 546	2 771	+ 4,0	+ 3,5
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 708	14 898	1 810	+ 12,1	+ 8,4
Résultat d'exploitation	6 760	5 454	1 306	+ 23,9	+ 25,4
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	6 399	656	5 743	n.a.	n. a.
Résultat net part du Groupe	5 155	1 177	3 978	n.a.	n. a.
Résultat net courant (3)	3 871	2 452	1 419	+ 57,9	+ 60,8

n. a. : non applicable.

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.
(3) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir section 5.1.4.10 « Résultat net courant »).

PASSAGE DU RÉSULTAT NET PART DU GROUPE AU RÉSULTAT NET COURANT

(en millions d'euros)	2019	2018
Résultat net part du Groupe	5 155	1 177
Autres, y compris variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres	(2 167)	777
Pertes de valeur	883	498
Dont Edison : cession activités E&P (application IFRS 5)	*500*	*228*
RÉSULTAT NET COURANT	**3 871**	**2 452**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(589)	(584)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	**3 282**	**1 868**

EXTRAIT DU BILAN CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	31/12/2019 *	31/12/2018
Actif immobilisé	174 345	162 219
Autres actifs non courants	55 120	48 165
Actifs non courants	**229 465**	**210 384**
Stocks et clients	29 655	30 137
Autres actifs courants	36 568	39 358
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 934	3 290
Actif courant	**70 157**	**72 785**
Actifs détenus en vue de leur vente	3 662	-
TOTAL DE L'ACTIF	**303 284**	**283 169**
Capitaux propres – part du Groupe	46 466	44 469
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	9 324	8 177
Total des capitaux propres	**55 790**	**52 646**
Provisions non courantes	80 760	71 772
Passifs spécifiques des concessions	47 465	46 924
Autres passifs non courants	64 225	59 012
Passif non courant	**192 450**	**177 708**
Passif courant	**54 001**	**52 815**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	1 043	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**303 284**	**283 169**

* *Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).*

CASH-FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)	Variation en valeur	Variation en %
Cash-flow Groupe (2) (3)	(791)	(601)	(190)	- 31,6

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

(2) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées et l'impact aurait été sur le cash-flow Groupe de + 609 millions d'euros.

(3) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et les investissements relatifs aux projets Hinkley Point C et Linky (voir la section 5.1.5.2).

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	67 380	59 188	8 192	+ 13,8
Dérivés de couvertures des dettes	(3 387)	(1 972)	(1 415)	+ 71,8
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 934)	(3 290)	(644)	+ 19,6
Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides	(18 900)	(20 538)	1 638	- 8,0
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	(26)	-	(26)	n. a.
ENDETTEMENT FINANCIER NET (1) (2)	**41 133**	**33 388**	**7 745**	**+ 23,2**

n. a. : non applicable.

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. Le calcul de l'endettement financier net est présenté en note 41.3 des comptes consolidés au 31 décembre 2019.

(2) L'endettement financier net au 31 décembre 2019 intègre l'impact de l'application de la norme IFRS 16 au 1er janvier 2019 pour 4 492 millions d'euros.

5.1.2 Éléments de conjoncture

5.1.2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Dans un marché européen interconnecté, l'analyse des prix de marché en France, mais aussi dans le reste de l'Europe, est un élément de contexte important.

En 2019, les prix *spot* de l'électricité ont été inférieurs à ceux de 2018 partout en Europe.

5.1.2.1.1 PRIX *SPOT* DE L'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE (1)

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2019 en base *(€/MWh)*	39,4	49,0	52,3	37,7	39,3
Variation 2019/2018 des moyennes en base	- 21,4 %	- 24,5 %	- 14,7 %	- 15,3 %	- 28,8 %
Moyenne 2019 en pointe *(€/MWh)*	46,3	53,5	58,4	44,5	46,3
Variation 2019/2018 des moyennes en pointe	- 21,6 %	- 23,6 %	- 14,0 %	- 14,7 %	- 28,6 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 39,4 €/MWh en base et à 46,3 €/MWh en pointe en 2019, en recul de respectivement 10,7 €/MWh et 12,8 €/MWh par rapport à 2018. Cette baisse s'explique surtout par celles des prix du charbon et du gaz sur les trois derniers trimestres de l'année, partiellement compensée par la hausse du prix du CO_2. Par ailleurs, la production éolienne et solaire a été plus importante qu'en 2018.

La tendance baissière a démarré dès la fin de l'hiver, qui a connu des températures très supérieures aux normales, contrairement à la même période l'année précédente, touchée par une vague de froid tardive. Entre juin et décembre, les prix *spot* ont diminué de plus de 20 €/MWh par rapport à la même période en 2018. Déficitaire depuis le début de l'année, la pluviométrie a été fortement excédentaire au dernier trimestre, ce qui a contribué à tirer les prix *spots* à la baisse sur ce trimestre.

La baisse a néanmoins été atténuée par une forte hausse des prix *spot* en janvier comparé à 2018 en raison de températures près de 4 °C inférieures à celles de 2018 entraînant une hausse de la consommation (+ 5,4 TWh). Le prix moyen sur janvier s'est ainsi établi à 61,2 €/MWh, en hausse de 26,2 €/MWh par rapport à l'année précédente. On observe le même effet, bien que plus modéré, en avril et mai, mois pour lesquels les prix se sont établis en légère hausse (respectivement + 4,5 €/MWh et + 2,8 €/MWh en base) en raison de températures inférieures à celles de l'année précédente, avec une consommation en hausse de 3 TWh au total sur la période. Sur ces mois-ci, une plus faible production hydraulique a également contribué à la hausse du prix *spot*.

En 2019, la demande française s'est établie à 469,7 TWh, en baisse de 6,5 TWh par rapport à 2018. Les moyens gaz ont été davantage sollicités (+ 7,9 TWh), alors que la disponibilité et donc la production du parc nucléaire ainsi que la production hydraulique étaient en baisse (respectivement de - 13,7 TWh et - 5,7 TWh par rapport à 2018). Les productions éolienne et photovoltaïque ont de leur côté connu des hausses de 5,9 TWh et 1,7 TWh pour atteindre respectivement 32,7 TWh et 11,4 TWh en 2019.

Le solde exportateur de la France a diminué cette année de 4,4 TWh (2) par rapport à 2018. Le solde exportateur en janvier enregistre une forte baisse (- 6,0 TWh) en raison de températures plus basses et d'une hydraulicité moins élevée qu'en 2018. Quoique les températures plus douces sur février et mars aient ensuite conduit à une hausse du solde exportateur de 6 TWh par rapport à l'année précédente, les exportations ont reculé tout le reste de l'année. Ceci s'explique par la plus faible disponibilité de l'interconnexion vers le Royaume-Uni et l'Espagne au printemps, la forte production éolienne en Allemagne et la moins bonne disponibilité nucléaire en fin d'année.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont perdu 15,9 €/MWh par rapport à 2018, en s'établissant en moyenne à 49,0 €/MWh en 2019. La baisse a été observée dès février, d'abord par contraste avec des prix historiquement élevés en février et mars 2018, effet accentué par la mise en service de l'interconnexion NEMO de 1 GW entre le Royaume-Uni et la Belgique. Ensuite, la baisse des prix du gaz a tiré les prix vers le bas à partir d'avril, mois à compter duquel les prix moyens mensuels ont connu une baisse globale d'environ 32 % par rapport à 2018 (- 21 €/MWh en moyenne).

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont diminué de 9,0 €/MWh par rapport à 2018 pour s'établir en moyenne à 52,3 €/MWh en 2019. Cette baisse a surtout concerné les mois d'août à décembre, où les prix ont perdu 30 % par rapport à 2018, suite à la baisse des prix du gaz. En début d'année, les prix de janvier avaient été supérieurs de 38 % en raison de températures plus froides en 2019.

En **Allemagne**, les prix *spot* ont diminué de 6,8 €/MWh par rapport à 2018 pour s'établir en moyenne à 37,7 €/MWh en 2019. En début d'année, les prix sont toutefois en hausse. La hausse est très marquée en janvier, où les prix ont augmenté de 19,9 €/MWh par rapport à 2018 en raison de températures plus basses. À l'exception du mois de mars, au cours duquel les prix ont été en baisse de 6,7 €/MWh en raison d'un mois très venteux (+ 7,2 GW en moyenne d'éolien sur le mois par rapport à 2018), sur le reste de l'année, les prix évoluent au gré de ceux du quota de CO_2 et du charbon. Jusqu'en juillet, c'est la forte augmentation du prix du quota de CO_2 qui a entraîné les prix à la hausse, face à une moindre baisse des prix du charbon. À partir d'août, les prix ont été en forte baisse, entraînés par celle du cours du charbon qui est devenue prépondérante sur la hausse des prix du CO_2. Depuis août, les prix mensuels ont ainsi perdu près de 17,3 €/MWh en moyenne par rapport à la même période en 2018. La production éolienne a été en hausse de 15,2 TWh par rapport à 2018 pour s'établir à 123,8 TWh en 2019. La production photovoltaïque a de son côté connu une hausse de 0,7 TWh par rapport à 2018 pour s'établir à 41,9 TWh sur l'année 2019. À fin décembre 2019, les puissances installées éolienne et photovoltaïque en Allemagne sont respectivement d'environ 61 GW et 49 GW. Plusieurs épisodes caractérisés par des productions éoliennes et photovoltaïque importantes ont donné lieu à des prix négatifs (deux cent onze heures en 2019 contre cent trente-quatre heures en 2018). Le prix horaire le plus bas a été atteint le 8 juin à - 90,0 €/MWh.

En **Belgique**, les prix *spot* ont reculé de 15,9 €/MWh par rapport à 2018, s'établissant en moyenne à 39,3 €/MWh en 2019. Cette baisse a surtout concerné les mois de juin à décembre où les prix ont diminué d'environ 45 % par rapport à 2018, en lien avec la baisse des prix des combustibles, et une disponibilité nucléaire meilleure que l'année précédente, alors que les prix sur janvier étaient supérieurs de presque 65 % en raison de températures plus basses.

(1) **France et Allemagne :** cotation moyenne de la veille sur la Bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la Bourse BELPEX pour une livraison le jour même ;
Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME pour une livraison le jour même.
(2) Source : ENTSO-E Transparency Website.

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe (1)

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2020 à terme en base sur l'année 2019 *(€/MWh)*	50,9	58,4	59,8	47,8	51,0
Variation 2019/2018 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	+ 4,0 %	- 2,8 %	+ 1,3 %	+ 8,6 %	+ 0,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2020 en base au 31 décembre 2019 *(€/MWh)*	44,1	51,2	50,9	41,3	41,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2020 à terme en pointe sur l'année 2019 *(€/MWh)*	63,6	64,8	66,8	57,7	62,5
Variation 2019/2018 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	+ 2,4 %	- 1,6 %	0,0 %	+ 6,5 %	- 2,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2020 en pointe au 31 décembre 2019 *(€/MWh)*	54,2	57,1	59,7	50,0	52,3

En hausse au premier semestre partout en Europe par rapport au 1er semestre 2018, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe ont évolué à la baisse au second semestre. Cette baisse s'explique principalement par celles des prix du charbon et du gaz. Ces deux tendances opposées se compensent globalement, construisant une relative stabilité du contrat annuel N+1 en moyenne sur l'année 2019.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 50,9 €/MWh, en hausse de 4,0 % par rapport à 2018. Cette hausse modérée se décompose en une période de forte hausse au premier semestre, expliquée par la forte hausse du prix du CO_2 et une période de forte baisse, liée à la baisse marquée des prix des combustibles au second semestre et à une moindre hausse du prix du CO_2, le prix du charbon ayant perdu 25,9 US$/t en moyenne sur le semestre, celui du gaz 5,5 €/MWh. Le produit Calendar N+1 a clôturé l'année 2019 à 44,1 €/MWh.

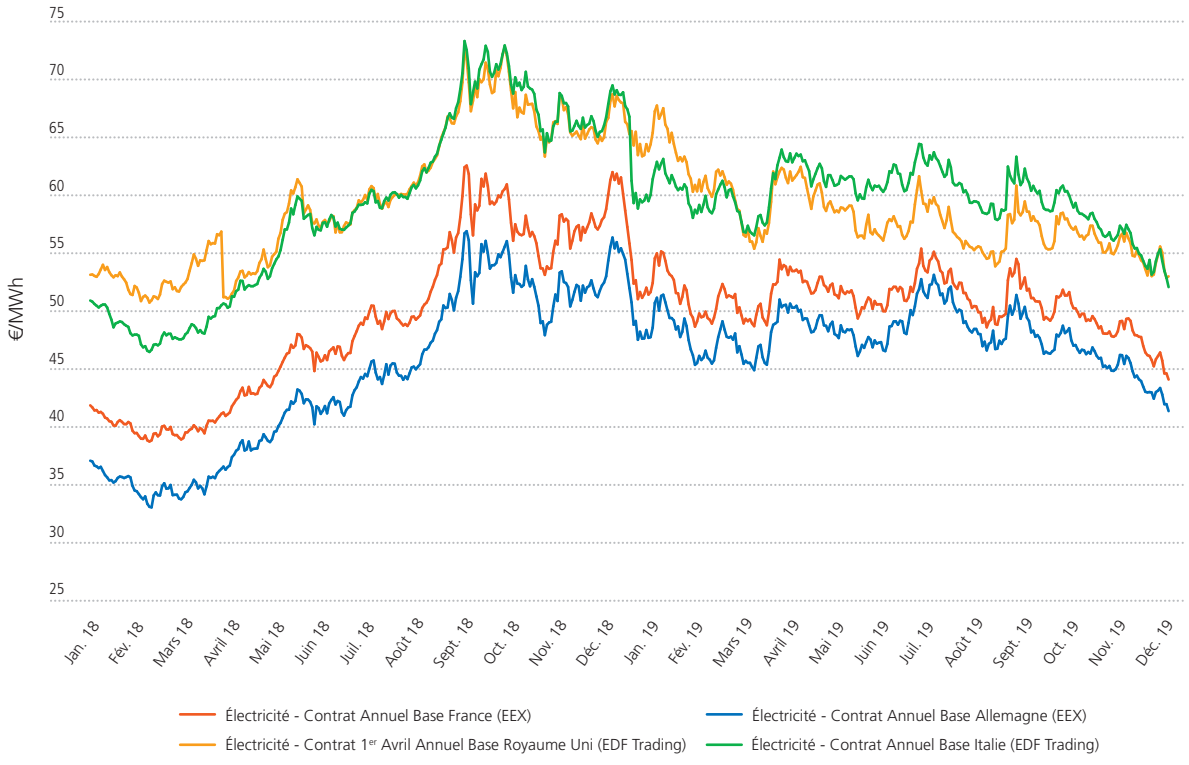
Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1er avril N+1 au 31 mars N+2, a perdu 2,8 % pour s'établir à 58,4 €/MWh en moyenne sur 2019. Comme en France, le prix a connu au premier semestre une hausse marquée par rapport au premier semestre de l'année 2018, puis une baisse prononcée liée à la baisse du prix du gaz en particulier, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en hausse, s'établissant en moyenne à un prix de 59,8 €/MWh en 2019 soit +1,3 % par rapport à l'an dernier. Cette stabilité masque ici encore une tendance haussière sur le premier semestre, puis une baisse marquée au second semestre, dans le sillage des prix des combustibles.

En **Allemagne**, le contrat annuel moyen pour l'année N+1 en base a connu une hausse de 8,6 % par rapport à 2018, pour s'établir à 47,8 €/MWh en moyenne sur 2019. Cette hausse s'explique par la forte hausse du prix du CO_2. En effet, les moyens charbon contribuent toujours fortement à la formation du prix allemand, et sont nettement plus impactés que les moyens gaz par la hausse du prix du CO_2.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est resté stable par rapport à 2018, s'établissant en moyenne à 51,0 €/MWh en 2019. La baisse a été particulièrement prononcée au deuxième semestre, dans le sillage des prix des combustibles et dans un contexte de meilleure disponibilité nucléaire que l'année précédente.

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1)



(1) **France et Allemagne** : cotation EEX de l'année suivante ;
Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;
Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2019 puis avril 2020 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).

5.1.2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO_2 (1)

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 a clôturé l'année à 24,6 €/t, en baisse de 0,4 €/t par rapport à fin décembre 2018. Le prix du quota a d'abord connu une baisse importante en début d'année, atteignant 19,2 €/t mi-février. Cette tendance baissière s'explique par l'annonce d'un projet de fermeture de 12,5 GW de centrales au charbon allemandes sans que l'annulation des quotas correspondants ait été confirmée. L'anticipation d'un hard Brexit et donc d'une sortie du Royaume-Uni du système EU-ETS dès 2019 a contribué à peser sur les prix.

Le prix du CO_2 a ensuite fortement progressé jusqu'à atteindre 30,2 €/t mi-juillet, plus haut niveau depuis dix ans, encouragé par le report du Brexit à fin octobre. Les prix se sont ensuite orientés à la baisse jusqu'à atteindre 22,8 €/t mi-octobre, puis se sont maintenus autour de 25 €/t jusqu'à la fin de l'année.

Évolution du prix des droits d'émission de CO_2



5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles (2)

	Charbon *(US$/t)*	Pétrole *(US$/bbl)*	Gaz naturel *(€/MWhg)*
Moyenne 2019	69,5	64,2	18,4
Variation 2019/2018 des moyennes annuelles	- 20,1 %	- 10,5 %	- 11,8 %
Plus haut sur l'année 2019	87,0	74,6	21,8
Plus bas sur l'année 2019	56,3	54,9	15,9
Prix au 31 décembre 2019	56,4	66,0	16,0
Prix au 31 décembre 2018	85,9	53,8	20,4

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 69,5 US$/t en 2019 (- 20,1 % ou - 17,5 US$/t par rapport à 2018).

Cette baisse est principalement due à une demande asiatique sans dynamisme, des stocks hauts dès le début d'année, et la meilleure compétitivité du gaz grâce à un prix du CO_2 bien plus haut qu'en 2018. En septembre le prix a connu une augmentation éphémère, imputable au pic atteint par les prix du pétrole et aux annonces relatives aux écarts constatés par Framatome dans ses procédés de technique de fabrication de composants ayant fait craindre une sollicitation accrue des moyens thermiques. Au quatrième trimestre, il a décru à nouveau, entraîné par l'anticipation de températures clémentes et la perspective de fermetures temporaires de centrales au charbon en Corée du Sud cet hiver.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 64,2 US$/bbl en 2019 (- 10,5 % ou - 7,5 US$/bbl par rapport à 2018).

Sur l'année, le prix a été principalement entraîné par la perspective d'une offre abondante et d'une faible demande. Rivé sur la croissance mondiale, le marché a modulé cette tonalité baissière au rythme des annonces sur l'avancée de l'accord commercial sino-américain.

La production américaine de pétrole de schiste a cru toute l'année : les États-Unis sont devenus en septembre les plus grands producteurs de pétrole au monde. Face à l'afflux de pétrole, l'OPEP a confirmé sa volonté de soutenir les cours par une réduction de production lors des sommets du 1er juillet et du 6 décembre. Dans ce contexte, les craintes sur la production sont restées contenues, quoique les incidents au Moyen-Orient aient régulièrement provoqué l'envolée des cours,

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).
(2) **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US$/t) ; **Pétrole** : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month – en US$/baril) ; **Gaz naturel** : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord - en €/MWhg).

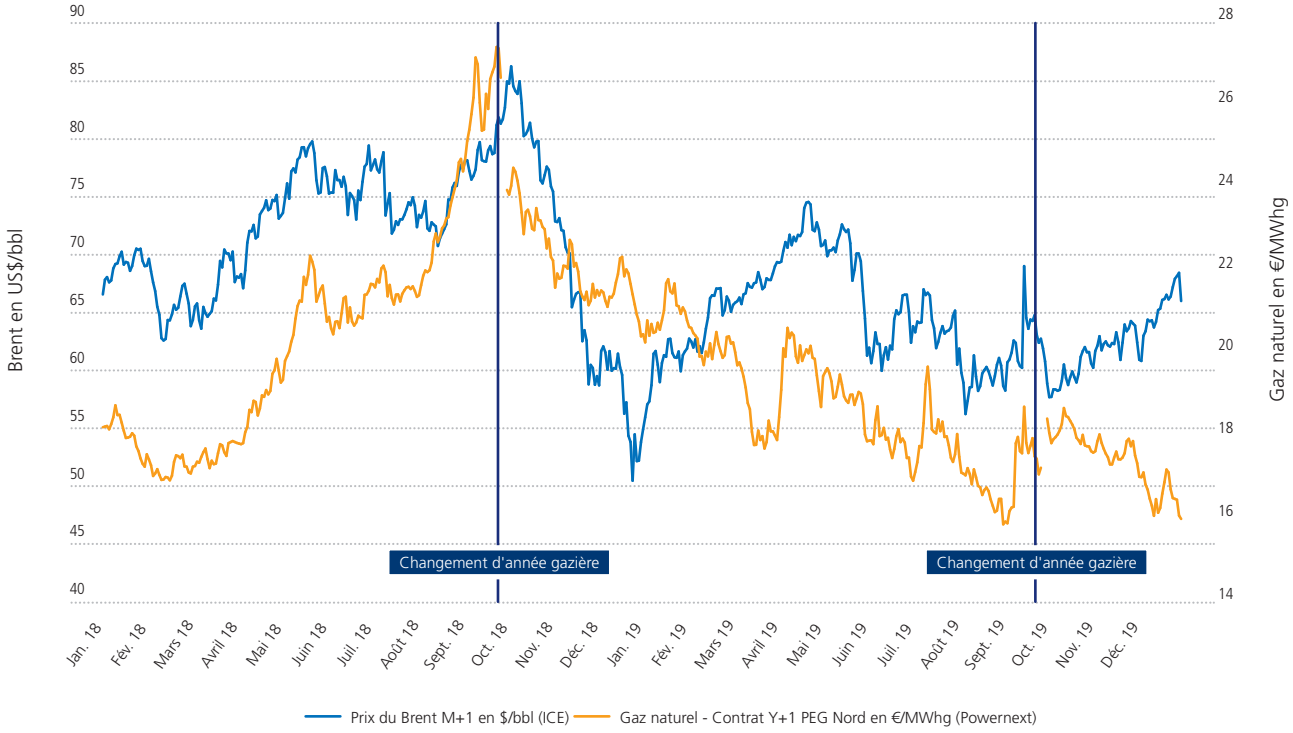
notamment le 20 juin lors de la destruction d'un drone américain par Téhéran, en juillet lors de l'escalade des tensions entre Washington et Téhéran, ainsi que lors des attaques sur des installations pétrolières saoudiennes le 14 septembre.

Le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 18,4 €/MWh en 2019 (- 11,8 % ou - 2,5 €/MWh par rapport à 2018).

Le prix du **gaz** a diminué presque constamment au fil de l'année, sous l'effet de trois facteurs prépondérants : niveau des stocks, douceur des températures et arrivées de GNL en Europe.

L'afflux massif de GNL sur l'Europe est lié en particulier à l'essor de la production nord-américaine et la préférence donnée au marché européen plutôt qu'asiatique pour écouler une partie de cette production, en raison de la proximité géographique de la côte nord-est américaine et du niveau de prix sur les deux zones. En parallèle, la demande européenne est restée modérée avec une fin d'hiver plus douce que l'année précédente. Le niveau des stocks a évolué à la hausse jusqu'à saturation en octobre, maintenant des niveaux record sur tout le dernier trimestre (95 % en moyenne sur le trimestre contre 86 % l'année précédente).

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



5.1.2.2 Consommation d'électricité et de gaz

5.1.2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

En 2019, la consommation d'électricité en **France** [(1)] a atteint 473,7 TWh, un niveau inférieur (- 1,0 %) à 2018. Seul le second trimestre 2019 a été en progression (+ 3 %). Corrigée de l'effet climat, la consommation française d'électricité est légèrement inférieure à 2018 (- 0,5 %).

La consommation de gaz naturel en **France** [(2)] a augmenté de + 1,9 % en 2019 par rapport à 2018, pour s'établir à 479,0 TWh. En janvier 2019, des températures plus basses qu'en 2018 ont entraîné une augmentation de la demande en chauffage. L'année 2019 se caractérise par une hausse globale de la consommation due à une sollicitation plus importante des centrales à gaz pour la production d'électricité sur toute l'année (+ 7,9 TWh).

5.1.2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2019, la consommation d'électricité en **Italie** [(3)] s'établit à 319,6 TWh, en légère baisse par rapport à 2018 (- 0,6 %). La baisse de la production hydroélectrique, due principalement à des conditions climatiques défavorables au premier semestre 2019, a été compensée par une augmentation de la production thermoélectrique, éolienne et solaire. Les importations nettes ont reculé de 13,1 %.

La demande intérieure de gaz naturel en **Italie** [(4)] a augmenté de 2,2 % suite à l'augmentation de la production thermique à gaz. Les températures plus douces pendant le premier trimestre 2019 ont induit une baisse de 1,9 % des consommations sur le marché résidentiel. Les consommations industrielles ont baissé de 1,9 %.

(1) Données **France** : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE (données du mois de décembre 2019 estimées car non disponibles à ce jour).
(2) Données **France** : données brutes communiquées par Smart GRTgaz.
(3) Données **Italie** : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.
(4) Données **Italie** : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente ont augmenté :

- le 1er juin 2019 de 7,7 % HT pour les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels ;
- le 1er août 2019 de 1,47 % HT pour les tarifs bleus résidentiels et de 1,34 % HT pour les tarifs bleus non résidentiels

(voir note 4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

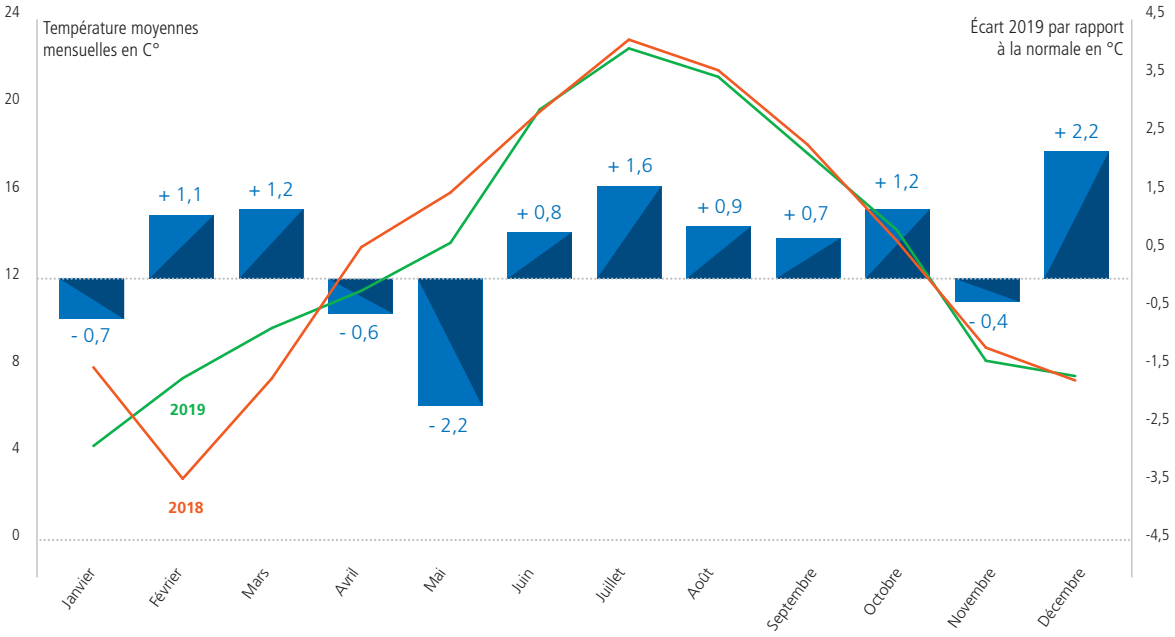
Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1er janvier 2019. Le niveau du plafonnement a augmenté de 10 % à partir du 1er avril 2019 puis a diminué de 6 % à partir du 1er octobre 2019 pour refléter l'évolution du prix des marchés de gros.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

5.1.2.4.1 Températures en France

L'année 2019 a été chaude. Elle se termine avec 0,5 °C au-dessus de la normale et une moyenne annuelle de 13,1 °C, juste derrière 2018 (13,4 °C de moyenne annuelle). Le mois de décembre a été particulièrement doux à 2,2 °C au-dessus de la normale.

Températures (1) (2) en France en 2019 et 2018



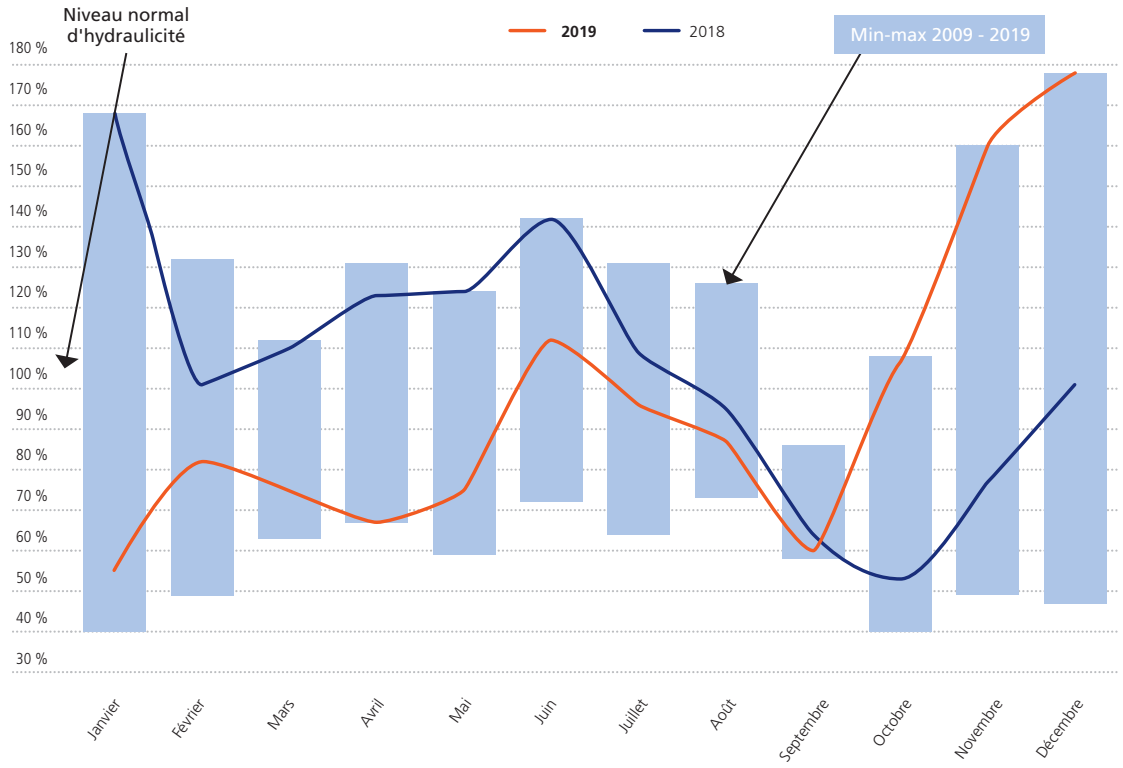
(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.
(2) Source Miréor (données Météo France).

5.1.2.4.2 Pluviométrie

En 2019, la pluviométrie a été une nouvelle fois contrastée avec :

- un premier semestre et un été marqués par une pluviométrie déficitaire sur une grande moitié Sud de l'Europe (France comprise), déficitaire en Allemagne et une partie de l'Europe Centrale et proche de la normale sur le Nord de l'Europe ;
- un automne particulièrement pluvieux (notamment sur le Sud-Est de la France).

Hydraulicité en France en 2019 et 2018 (1)



(1) Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

En France, les précipitations ont été déficitaires sur les huit premiers mois (notamment en février, juin et septembre) avec un enneigement très disparate selon les massifs. L'été a été encore très chaud et sec avec deux canicules intenses mais de relative courte durée en moins d'un mois, conduisant à des étiages estivaux assez sévères sur une très grande partie du Massif Central ainsi que sur le Nord-Est du pays. La sortie d'étiage s'est produite courant octobre grâce aux précipitations abondantes qui ont concerné tous les bassins à partir de mi-octobre. En fin d'année, les précipitations ont été très abondantes en cumul.

Conséquence de cette météorologie contrastée, l'hydraulicité France a été assez déficitaire sur les huit premiers mois (seul le mois de juin a bénéficié d'une fonte concentrée) avant de connaître une très nette embellie à partir de mi-octobre. Sur les deux derniers mois de 2019, l'hydraulicité agrégée France est la plus forte mesurée depuis plus de 50 ans (devant 1992 et 2002).

En 2019, elle reste toutefois légèrement déficitaire d'environ 3 %.

5.1.3 Événements marquants de l'année 2019 (1)

Sont indiqués ci-dessous les événements marquants postérieurs à la publication, le 15 mars 2019, du document de référence 2018 (voir sections 5.1.3 de l'année 2018 « Événements marquants de l'année 2018 » et 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

5.1.3.1 Événements majeurs

5.1.3.1.1 Développement durable et Renouvelables Groupe

EDF Renouvelables (2)

- Le groupe EDF a pris position en Irlande en acquérant 50 % du projet éolien en mer de Codling (*cf.* CP du 11 février 2020).
- Le groupe EDF a lancé la construction du parc éolien en mer de Neart na Gaoithe de 450 MW avec son nouveau partenaire irlandais ESB qui prend une participation de 50 % dans le projet (*cf.* CP du 28 novembre 2019 et note 3.4.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Royaume-Uni : avec l'acquisition de Pivot Power, EDF accélère son développement dans le stockage par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques (*cf.* CP du 4 novembre 2019 et note 3.4.7 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF Renouvelables a acquis un portefeuille de 300 MW de projets éoliens en cours de développement en Allemagne (*cf.* CP du 12 septembre 2019 et note 3.4.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF Renouvelables a acquis PowerFlex Systems en vue d'accélérer le déploiement à grande échelle des infrastructures pour véhicules électriques aux États-Unis (*cf.* CP du 3 septembre 2019).
- Le Conseil d'État a validé les dernières autorisations administratives des projets de parcs éoliens en mer de Fécamp et Courseulles-sur-Mer (*cf.* CP du 24 juillet 2019 et note 3.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Le consortium mené par le groupe EDF a remporté le projet éolien en mer de Dunkerque (*cf.* CP du 14 juin 2019 et note 3.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Le Conseil d'État a validé l'autorisation d'exploiter du projet de parc éolien en mer de Saint-Nazaire (*cf.* CP du 7 juin 2019 et note 3.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Le consortium EDF, Masdar et Green of Africa a remporté la première phase du projet solaire de Noor Midelt I au Maroc (*cf.* CP du 22 mai 2019 et note 3.4.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF Renouvelables a finalisé l'acquisition du groupe LUXEL, développeur et exploitant français de projets solaires (*cf.* CP du 1er avril 2019 et note 3.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a conclu des accords pour construire et exploiter deux fermes d'éoliennes *offshore* en Chine, et pour optimiser un réseau de chaleur et de climatisation dans la ville de Wuhan (*cf.* CP du 25 mars 2019 et note 3.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- En 2019, EDF Renouvelables a procédé à différentes mises en service, signé des contrats de vente d'électricité et réalisé de nouveaux projets.

Hydraulique

- Inauguration de la centrale hydroélectrique de La Coche (Savoie) : 20 % de puissance supplémentaire au service du stockage d'énergie (*cf.* CP du 14 octobre 2019).

EDF Pulse Croissance

- EDF a fait l'acquisition d'energy2market (e2m) et se renforce dans la gestion des énergies décentralisées en Europe (*cf.* CP du 13 juin 2019).
- EDF a lancé DREEV, sa nouvelle filiale pour concrétiser les ambitions du Groupe dans le *smart charging* (*cf.* CP du 20 mai 2019).
- EDF a lancé Hynamics, une filiale pour produire et commercialiser de l'hydrogène bas carbone (*cf.* CP du 2 avril 2019).

Autre

- Le groupe EDF a fait l'acquisition de Pod Point, un acteur majeur de la recharge pour véhicules électriques au Royaume-Uni (*cf.* CP du 13 février 2020).

5.1.3.1.2 Filière nucléaire

- EDF a présenté « excell », le plan d'excellence de la filière nucléaire (*cf.* CP du 13 décembre 2019).
- EDF et Véolia ont annoncé la création de Graphitech (*cf.* CP du 10 décembre 2019).
- Actualisation de la perspective de production nucléaire 2019 (*cf.* CP du 14 novembre 2019).
- Point d'actualité sur le parc nucléaire d'EDF (*cf.* CP du 25 octobre 2019) :
  - écart relatif au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires par Framatome ;
  - perspective de production nucléaire en France pour 2019.
- EPR de Flamanville 3 : EDF a privilégié un scénario de remise à niveau des soudures de traversées du circuit secondaire principal par robots et a ajusté le calendrier et l'estimation du coût de construction (3). Sur le site, la deuxième phase des essais à chaud a commencé (*cf.* CP du 9 octobre 2019 et note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Le deuxième EPR de la centrale de Taishan en Chine sur le point d'entrer en exploitation commerciale (*cf.* CP du 6 septembre 2019). Mise en service effective le 7 septembre 2019 (voir note 3.1.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim (*cf.* CP du 30 septembre 2019 et note 3.1.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Hinkley Point C :
  - précisions sur le projet Hinkley Point C : une revue des coûts, du calendrier et de l'organisation du projet HPC a été engagée (*cf.* CP du 25 septembre 2019 et note 3.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019) ;
  - un jalon industriel majeur franchi avec la fin du coulage du béton du radier de l'îlot nucléaire (*cf.* CP du 28 juin 2019 disponible sur le site Internet www.edfenergy.com).
- Le CEA, EDF, Naval Group et TechnicAtome ont présenté NUWARD™, projet de petit réacteur modulaire (*Small Modular Reactor* – SMR), faisant l'objet d'un développement conjoint. (*cf.* CP du 17 septembre 2019 et note 3.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

5.1.3.2 Plan de cession d'actifs

- EDF a notifié l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG (*cf.* CP du 20 novembre 2019 et note 3.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Edison a annoncé la signature d'un accord engageant avec Energean Oil and Gas pour la cession de ses actifs d'exploration et de production de gaz (*cf.* CP du 4 juillet 2019 disponible sur le site Internet : www.edison.it et note 2.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a annoncé la réalisation de la cession de sa participation de 25 % dans Alpiq (*cf.* CP du 28 mai 2019 et note 3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

(1) La liste exhaustive des communiqués de presse du Groupe est disponible sur le site Internet : www.edf.fr.
(2) La liste exhaustive des communiqués de presse d'EDF Renouvelables est disponible sur le site internet : www.edf-renouvelables.com
(3) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

5.1.3.3 Structure financière

- EDF a annoncé le résultat définitif de son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en euro et les résultats de la participation anticipée à son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en dollars américains (*cf.* CP du 12 décembre 2019 et note 3.3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a levé 1,25 milliard d'euros à 30 ans dans le cadre de son programme EMTN (*cf.* CP du 3 décembre 2019 et note 3.3.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a levé 2 milliards de dollars américains à 50 ans dans le cadre de son programme EMTN (*cf.* CP du 28 novembre 2019 et note 3.3.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a levé 500 millions d'euros avec une émission obligataire hybride (*cf.* CP du 26 novembre 2019 et note 3.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a signé deux lignes de crédit renouvelables bilatérales avec Crédit Agricole CIB et Société Générale CIB, portant le total de ses facilités de crédit indexées sur des critères ESG à plus de 5 milliards d'euros (*cf.* CP du 22 juillet 2019 et note 3.3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF et BBVA ont signé une ligne de crédit renouvelable de 300 millions d'euros dont le coût sera indexé sur des indicateurs de performance d'EDF en matière d'émissions de CO_2 et d'efficacité énergétique. (*cf.* CP du 22 mars 2019 et note 3.3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

5.1.3.4 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- note 4.1 « Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et la loi énergie climat » ;
- note 4.2 « Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – tarifs bleus) » ;
- note 4.3 « Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) » ;
- note 4.4 « Compensation des charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) » ;
- note 4.5 « Mécanisme de capacité » ;
- note 4.6 « Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) » ;
- note 4.7 « ARENH ».

5.1.3.5 Autres événements marquants

- Béatrice Buffon a été nommée Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale d'EDF. Elle succède à Marianne Laigneau, nommée Présidente du Directoire d'Enedis (*cf.* CP du 4 février 2020).
- Nomination de Véronique Bédague-Hamilius au sein du Conseil d'administration d'EDF, en remplacement d'Anne Rigail (*cf.* CP du 18 décembre 2019).
- Résultat de l'option pour le paiement de l'acompte sur dividende en actions au titre de l'exercice 2019 (*cf.* CP du 16 décembre 2019).
- Le groupe EDF a clôturé avec succès son offre réservée aux salariés et anciens salariés (*cf.* CP du 10 juillet 2019).
- Christine Chabauty et Christophe Cuvilliez (CGT) ont été remplacés par Karine Migliorini et Claire Bordenave. Vincent Rodet a succédé à Marie-Hélène Meyling (CFDT). Les mandats de Jacky Chorin (FO), Jean-Paul Rignac (CGT) et Christian Taxil (CFE-CGC) ont été renouvelés. Les administrateurs salariés ont pris leur fonction le 23 novembre 2019.
- Le Conseil d'administration réuni le 28 juin 2019 a nommé à titre provisoire François Delattre en qualité d'administrateur, en remplacement de Maurice Gourdault-Montagne.
- Résultat du paiement du solde du dividende 2018 (*cf.* CP du 17 juin 2019 et note 30.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Évolutions au sein du Comité exécutif du groupe EDF (*cf.* CP du 20 mai 2019) :
  - Marc BENAYOUN est nommé Directeur Exécutif Groupe, en charge du pôle Clients, Services et Action Régionale et conserve la responsabilité du pôle Gaz et Italie ;
  - Cédric LEWANDOWSKI est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique ;
  - Alexandre PERRA est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie.
- Évolutions de la composition du Conseil d'administration d'EDF (*cf.* CP du 16 mai 2019) :
  - renouvellement du mandat d'administrateur de M. Jean-Bernard Lévy ;
  - nomination en qualité d'administrateurs de Mme Anne Rigail et de MM. Bruno Crémel, Gilles Denoyel et Philippe Petitcolin ;
  - renouvellement du mandat d'administrateur de Mmes Marie-Christine Lepetit, Colette Lewiner, Laurence Parisot et Michèle Rousseau et de M. Maurice Gourdault-Montagne.

5.1.4 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2018 et 2019

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2018 et 2019 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France – Activités de production et commercialisation, France – Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	2019 (1)	2018 (2)
Chiffre d'affaires	**71 317**	**68 546**
Achats de combustible et d'énergie	(35 091)	(33 056)
Autres consommations externes	(8 619)	(9 262)
Charges de personnel	(13 793)	(13 642)
Impôts et taxes	(3 798)	(3 690)
Autres produits et charges opérationnels	6 692	6 002
Excédent brut d'exploitation	**16 708**	**14 898**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	642	(224)
Dotations aux amortissements	(9 994)	(8 775)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(8)	(50)
(Pertes de valeur)/reprises	(403)	(290)
Autres produits et charges d'exploitation	(185)	(105)
Résultat d'exploitation	**6 760**	**5 454**
Coût de l'endettement financier brut	(1 806)	(1 712)
Effet de l'actualisation	(3 161)	(3 464)
Autres produits et charges financiers	4 606	378
Résultat financier	**(361)**	**(4 798)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**6 399**	**656**
Impôts sur les résultats	(1 581)	178
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	818	569
Résultat net des activités en cours de cession	(454)	(212)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**5 182**	**1 191**
Dont résultat net – part du Groupe	**5 155**	**1 177**
Résultat net des activités poursuivies	5 597	1 384
Résultat net des activités en cours de cession	(442)	(207)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**27**	**14**
Activités poursuivies	39	19
Activités en cours de cession	(12)	(5)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION *(EN EUROS)*		
Résultat par action	1,50	0,20
Résultat dilué par action	1,50	0,20
Résultat par action des activités poursuivies	1,65	0,27
Résultat dilué par action des activités poursuivies	1,65	0,27

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

5.1.4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en croissance de 4,0 % et en hausse organique de 3,5 % par rapport à 2018.

5.1.4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2019	2018*	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Croissance organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	**71 317**	**68 546**	**2 771**	**+ 4,0**	**+ 3,5**

* *Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.*

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 71 317 millions d'euros en 2019, en hausse de 2 771 millions d'euros (+ 4,0 %). Hors effets de change (+ 151 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 198 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 3,5 %.

5.1.4.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaires est faite aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France – Activités de production et commercialisation (2)	27 870	26 096	1 774	+ 6,8	+ 6,5
France – Activités régulées (3)	16 087	16 048	39	+ 0,2	+ 0,2
EDF Renouvelables	1 565	1 505	60	+ 4,0	+ 2,9
Dalkia	4 281	4 189	92	+ 2,2	+ 1,6
Framatome	3 377	3 313	64	+ 1,9	+ 0,6
Royaume-Uni	9 574	8 970	604	+ 6,7	+ 5,9
Italie	7 567	8 077	(510)	- 6,3	- 8,1
Autre international	2 690	2 411	279	+ 11,6	+ 10,9
Autres métiers	2 728	2 601	127	+ 4,9	+ 6,8
Éliminations inter-segments	(4 422)	(4 664)	242	- 5,2	- 5,2
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**71 317**	**68 546**	**2 771**	**+ 4,0**	**+ 3,5**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.
(2) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.
(3) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis (1), les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).

5.1.4.1.2.1 France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités de production et commercialisation** s'élève à 27 870 millions d'euros, en hausse organique de 1 691 millions d'euros (+ 6,5 %) par rapport à 2018.

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur le chiffre d'affaires pour un montant estimé à + 757 millions d'euros. L'impact négatif de l'érosion des parts de marché est plus que compensé par des effets de prix positifs de l'électricité et de la capacité, ainsi que par la croissance du chiffre d'affaires commercialisation gaz. L'évolution de la part hors acheminement des tarifs réglementés de ventes (2) a un effet positif d'environ + 588 millions d'euros du fait de la hausse des prix de l'électricité et de la capacité.

La hausse du prix des Certificats d'Économie d'Énergie entraîne un accroissement du chiffre d'affaires pour un montant estimé de + 132 millions d'euros, sans équivalent en marge.

La revente des obligations d'achat connaît une évolution négative pour - 112 millions d'euros en raison principalement de la baisse des prix de marché sur le deuxième semestre (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les volumes ARENH vendus et le solde des achats et des ventes sur le marché de gros (hors obligations d'achats et contrats de long terme) ont un impact négatif sur le chiffre d'affaires estimé à - 50 millions d'euros.

Enfin, divers éléments contribuent à l'évolution favorable du chiffre d'affaires dont les contrats long terme et des ventes structurées.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 379,5 TWh à fin décembre 2019, en baisse de 13,7 TWh par rapport à 2018. Cette baisse de la production s'explique notamment par une moindre disponibilité du parc en 2019 par rapport à 2018 du fait d'une augmentation des prolongations d'arrêts dans le cadre d'une campagne chargée en visites décennales.

La production hydraulique s'élève à 39,7 TWh (3), en baisse de 14,7 % (- 6,8 TWh) par rapport à 2018. Cette baisse s'explique par une hydraulicité très favorable en 2018 et défavorable en 2019 (voir section 5.1.2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques ont été sollicitées à un niveau un peu inférieur à celui de 2018. Leur production, en baisse de - 1,1 TWh, a atteint 9,9 TWh.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de 20,3 TWh dont 15,6 TWh liés à l'impact des pertes de clients.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 62,9 TWh. La baisse des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2018 de - 15,8 TWh s'explique principalement par la baisse de la production nucléaire et hydraulique.

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(2) Évolutions tarifaires 2019 : au 1er août 2019 : + 1,47 % HT sur les tarifs bleus résidentiels et de + 1,34 % HT sur les tarifs bleus non résidentiels (intégrant l'indexation du TURPE 5 distribution de + 3,04 %) et au 1er juin 2019 : + 7,7 % HT pour les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. Évolutions tarifaires 2018 : + 0,7 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,6 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er février 2018 et - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,1 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er août 2018 (intégrant notamment l'indexation du TURPE 5 distribution de - 0,21 % au 1er août 2018).
(3) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 33,4 TWh en 2019 (39,2 TWh en 2018).

5.1.4.1.2.2 France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités régulées** s'élève à 16 087 millions d'euros, en hausse organique de 39 millions d'euros (+ 0,2 %) par rapport à 2018.

Il bénéficie essentiellement, pour Enedis [1], de l'évolution favorable de l'indexation du TURPE 5 distribution [2] intégrant l'effet de l'optimisation du tarif par les fournisseurs, et de la progression des prestations de raccordement au réseau.

Par ailleurs, les impacts liés au climat ont un effet défavorable sur les ventes estimé à - 80 millions d'euros.

5.1.4.1.2.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 565 millions d'euros, en hausse organique de 43 millions d'euros (+ 2,9 %) par rapport à 2018.

Cette évolution est essentiellement portée par la production qui bénéficie d'effets prix positifs alors que les volumes produits sont en baisse organique de - 0,3 TWh (- 2,0 %) par rapport à 2018 du fait des cessions intervenues fin 2018 et début 2019, et malgré de meilleures conditions de vent, notamment en France et aux États-Unis.

5.1.4.1.2.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 4 281 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2019, en hausse organique de 68 millions d'euros (+ 1,6 %) par rapport à 2018.

Cette évolution s'explique principalement par la croissance de l'activité, notamment en France grâce à la signature ou le renouvellement de contrats, comme la nouvelle délégation de service public pour le chauffage urbain de Grande Île à Vaulx-en-Velin et Villeurbanne sur 15,5 ans et au Royaume-Uni. Par ailleurs, le chiffre d'affaires est pénalisé par des prix du gaz en recul par rapport à 2018.

5.1.4.1.2.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 3 377 millions d'euros en hausse organique de 0,6 % par rapport à 2018. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe.

Les prises de commandes s'élèvent à 3,3 milliards d'euros en 2019 (dont plus de 60 % réalisées hors Groupe).

Sur le plan commercial Framatome a remporté en octobre auprès de Rosatom le contrat de fourniture du système principal de Contrôle-Commande pour la centrale nucléaire de Hanhikivi-1 en Finlande et pour la centrale nucléaire de PAKS2 en Hongrie. Aux États-Unis, l'acquisition de FoxGuard Solutions, leader dans les domaines de la cybersécurité et de l'informatique industrielle, a été finalisée le 1er octobre 2019.

5.1.4.1.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 9 574 millions d'euros en 2019, en hausse de 604 millions d'euros par rapport à 2018. Hors effets de change (75 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 5,9 % par rapport à 2018.

La hausse du chiffre d'affaires s'explique principalement par la hausse des tarifs sur les marchés résidentiel et professionnel, la hausse des prix réalisés de vente de la production nucléaire et la hausse des revenus de capacité. Ces effets sont partiellement compensés par la baisse des volumes vendus sur les marchés de gros en raison d'une diminution de la production nucléaire et par la baisse des volumes de gaz vendus du fait du climat froid du premier semestre 2018 sans équivalent en 2019.

5.1.4.1.2.7 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 7 567 millions d'euros, en baisse organique (- 8,1 %) par rapport à 2018.

Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en diminution suite à la baisse des prix sur l'ensemble des marchés (cette évolution a un effet limité sur la marge) et la baisse des volumes vendus sur les marchés de gros partiellement compensée par une hausse des volumes vendus aux clients industriels.

Dans les activités électricité, le chiffre d'affaires est en croissance en raison principalement de la hausse des volumes vendus et des prix sur le segment des professionnels et des particuliers et de la croissance de la production hydraulique et éolienne.

5.1.4.1.2.8 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 690 millions d'euros en 2019, en hausse organique de 263 millions d'euros par rapport à 2018 (soit + 10,9 %).

En Belgique [3], le chiffre d'affaires s'élève à 1 909 millions d'euros, en hausse organique (+ 4,8 %) par rapport à 2018. Cette évolution tient compte d'une augmentation des prix de l'électricité et du gaz et d'une baisse des volumes dans l'activité de commercialisation en lien avec une forte intensité concurrentielle.

Concernant la production, les capacités éoliennes en Belgique sont en augmentation pour atteindre 519 MW en brut, soit + 18 % par rapport à fin décembre 2018. L'hiver 2018 avait été marqué par des arrêts prolongés de réacteurs nucléaires opérés par le groupe Engie, sans équivalent en 2019. La disponibilité du parc nucléaire s'est ainsi améliorée avec de moindres indisponibilités fortuites et le retour anticipé des tranches 3 de Tihange et Doel.

Au Brésil, le chiffre d'affaires s'élève à 563 millions d'euros, en hausse organique de + 35,8 % par rapport à 2018. Cette augmentation reflète, d'une part, l'évolution (sans impact sur l'EBE) de la taxe ICMS [4] et d'autre part, l'effet positif de la révision annuelle du tarif du contrat de vente d'électricité d'EDF Norte Fluminense.

5.1.4.1.2.9 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 728 millions d'euros en 2019, en hausse organique de 178 millions d'euros par rapport à 2018 (soit + 6,8 %).

Le chiffre d'affaires des activités gazières s'élève à 1 221 millions d'euros. L'environnement positif de l'activité GNL (Gaz Naturel Liquéfié) permet une hausse des ventes des activités gazières de + 376 millions d'euros en organique (+ 42,4 %) en lien avec une meilleure utilisation des capacités du Groupe.

Le chiffre d'affaires d'EDF Trading, qui s'élève à 1 026 millions d'euros, est en hausse organique de 18,9 %. Cette évolution reflète la bonne performance, tout au long de l'année, liée à la volatilité sur les marchés de commodités dans un environnement à tendance baissière et à des positions favorables sur les marchés électricité et gaz en Europe. La bonne tenue des activités aux États-Unis, les activités de *trading* et d'optimisation du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) au niveau mondial, ainsi que les activités GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) contribuent aussi à cette performance.

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(2) Indexation du TURPE 5 distribution de + 3,04 % au 1er août 2019 et de - 0,21 % au 1er août 2018.
(3) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.
(4) Impôt sur la Circulation des Marchandises et des Services au Brésil.

5.1.4.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en hausse de 12,1 % et en croissance organique de 8,4 % par rapport à 2018.

(en millions d'euros)	2019 [1]	2018 [2]	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**71 317**	**68 546**	**2 771**	**+ 4,0**	**+ 3,5**
Achats de combustible et d'énergie	(35 091)	(33 056)	(2 035)	+ 6,2	+ 5,8
Autres consommations externes	(8 619)	(9 262)	643	- 6,9	- 1,2
Charges de personnel	(13 793)	(13 642)	(151)	+ 1,1	+ 0,6
Impôts et taxes	(3 798)	(3 690)	(108)	+ 2,9	+ 3,3
Autres produits et charges opérationnels	6 692	6 002	690	+ 11,5	+ 14,2
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**16 708**	**14 898**	**1 810**	**+ 12,1**	**+ 8,4**

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

5.1.4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 16 708 millions d'euros en 2019, en hausse de 12,1 % par rapport à 2018. Hors effets de l'application de la norme IFRS 16 (+ 517 millions d'euros), hors effets de change (+ 34 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 1 million d'euros), l'EBE est en hausse organique de 8,4 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 35 091 millions d'euros en 2019, en hausse de 2 035 millions d'euros par rapport à 2018 (+ 6,2 %). La hausse organique est de 1 926 millions d'euros (+ 5,8 %) :

- sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 12 821 millions d'euros, en hausse organique de 1 437 millions d'euros (+ 12,6 %) par rapport à 2018 principalement du fait de l'augmentation des obligations d'achats sur le photovoltaïque, l'éolien et la cogénération, de la hausse des achats pour compenser les baisses de production nucléaire et hydraulique et du mécanisme de capacité ;
- au **Royaume-Uni**, la hausse organique constatée pour 475 millions d'euros (+ 8,2 %) est principalement liée à la hausse des prix de l'énergie, partiellement compensée par la baisse des achats de gaz liée au climat froid du premier semestre 2018 sans équivalent en 2019 et à la moindre consommation de combustible nucléaire en raison de la baisse de la production ;
- en **Italie**, la baisse organique de 787 millions d'euros (- 11,6 %), est essentiellement liée à la baisse du prix du gaz et des volumes de gaz (sur le marché de gros).

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 8 619 millions d'euros, en baisse de 643 millions d'euros par rapport à 2018 (- 6,9 %). Hors effets de l'application de la norme IFRS 16 (+ 683 millions d'euros), hors effets de change (- 41 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 109 millions d'euros), les autres consommations externes sont en baisse organique de - 1,2 % :

- sur le segment **France – Activités de production et commercialisation** les autres consommations externes s'élèvent à 2 426 millions d'euros. La baisse organique de 195 millions d'euros (soit - 6,8 %) reflète notamment la poursuite des efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités ;
- sur le segment **France – Activités régulées**, les autres consommations externes s'élèvent à 1 557 millions d'euros. La baisse organique de 40 millions d'euros (soit - 2,3 %) reflète notamment la poursuite des efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités ;
- **Dalkia** enregistre une hausse organique des autres consommations externes de 57 millions d'euros (+ 3,7 %) qui reflète le développement de ses activités de services.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 13 793 millions d'euros, en hausse de 151 millions d'euros par rapport à 2018. La hausse organique est de 77 millions d'euros (+ 0,6 %) :

- sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 6 032 millions d'euros et sont en légère baisse par rapport à 2018, traduisant les efforts de maîtrise de la masse salariale. Les effectifs moyens sont en baisse de 1,4 % [1] par rapport à 2018 dans l'ensemble des métiers ;
- sur le segment **France – Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 3 139 millions d'euros et sont stables par rapport à 2018. Les effectifs moyens d'Enedis sont en légère baisse de 0,2 % par rapport à 2018 ;
- **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique des charges de personnel de 36 millions d'euros qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs en lien notamment avec une activité soutenue de développement et construction ;
- **Dalkia** enregistre une hausse organique des charges de personnel de 29 millions d'euros qui reflète le développement de ses activités de services.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 798 millions d'euros en 2019, en hausse de 108 millions d'euros par rapport à 2018 soit + 2,9 % (+ 3,3 % en croissance organique) :

- au Brésil, la hausse de 127 millions d'euros provient principalement de la taxe ICMS (sans impact EBE).

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 6 692 millions d'euros en 2019, en hausse de 690 millions d'euros par rapport à 2018 et en variation organique de + 851 millions d'euros (+ 14,2 %) :

- sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, la hausse organique du produit net pour 628 millions d'euros (+ 15,8 %) est notamment liée à la CSPE ;
- **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de + 275 millions d'euros provenant principalement de la cession à la compagnie d'électricité irlandaise ESB de 50 % du projet de parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG).

(1) Hors apprentis et contrats d'alternance.

5.1.4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2019 (1)	2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France – Activités de production et commercialisation	7 615	6 327	1 288	+ 20,4	+ 16,1
France – Activités régulées	5 101	4 916	185	+ 3,8	+ 0,4
EDF Renouvelables	1 193	856	337	+ 39,4	+ 33,5
Dalkia	349	292	57	+ 19,5	+ 4,8
Framatome	256	202	54	+ 26,7	+ 3,0
Royaume-Uni	772	783	(11)	- 1,4	- 4,6
Italie	578	424	154	+ 36,3	+ 20,8
Autre international	339	240	99	+ 41,3	+ 36,3
Autres métiers	505	858	(353)	- 41,1	- 26,2
EBE GROUPE	**16 708**	**14 898**	**1 810**	**+ 12,1**	**+ 8,4**

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

5.1.4.2.2.1 France – Activités de production et commercialisation

La contribution du segment **France – Activités de production et commercialisation** à l'EBE du Groupe s'élève à 7 615 millions d'euros. Il est en hausse organique de 1 019 millions d'euros (+ 16,1 %) par rapport à 2018.

Cette forte augmentation s'explique principalement par des effets prix énergie favorables pour un montant estimé de + 2 230 millions d'euros en lien principalement avec l'évolution positive des prix de marché et la hausse du tarif réglementé de ventes de + 7,7 % HT au 1er juin 2019.

La baisse de la production, principalement, nucléaire (- 13,7 TWh) et hydraulique (- 5,8 TWh après pompage) a un effet défavorable estimé à - 899 millions d'euros.

L'érosion des parts de marché et la fin du rattrapage tarifaire, qui avait eu un effet favorable en 2018 sans équivalent en 2019, ont un impact défavorable sur l'EBE estimé à - 211 millions d'euros.

Les charges opérationnelles (1) ont diminué de 342 millions d'euros, soit - 3,9 %, grâce à la maîtrise des achats et de la masse salariale. Ces actions sont engagées dans toutes les entités, avec notamment une baisse du coût des fonctions support et une adaptation des coûts commerciaux, ainsi qu'avec une baisse des coûts opérationnels des parcs nucléaire, hydraulique et thermique.

Par ailleurs, divers éléments pèsent sur l'EBE à hauteur de - 443 millions d'euros, principalement en lien avec des mouvements de provisions nucléaires et des engagements envers le personnel. Les moindres volumes de combustible nucléaire consommés, du fait du niveau de la production, ont un impact légèrement favorable.

5.1.4.2.2.2 France – Activités régulées

L'EBE du segment **France – Activités régulées** s'élève à 5 101 millions d'euros. Il est en hausse organique de 18 millions d'euros (+ 0,4 %) par rapport à 2018.

L'évolution des prix a un effet positif de + 65 millions d'euros : les indexations du TURPE 5 (2) distribution et transport intervenues au 1er août 2019 sont partiellement compensées par l'optimisation du tarif d'acheminement par les fournisseurs.

L'activité de prestations de raccordement au réseau est toujours en croissance et contribue positivement à l'évolution de l'EBE pour un montant estimé à + 25 millions d'euros.

L'évolution de l'EBE est par ailleurs portée par la réduction des charges opérationnelles (3) (+ 83 millions d'euros).

En revanche, l'effet climat de l'ensemble de l'année et les indemnités de coupure consécutives aux aléas climatiques du deuxième semestre ont affecté la variation de l'EBE pour un montant total d'environ - 95 millions d'euros.

Par ailleurs, divers éléments ont un effet négatif sur l'EBE pour un montant estimé à - 60 millions d'euros.

5.1.4.2.2.3 EDF Renouvelables

La contribution d'**EDF Renouvelables** à l'EBE du Groupe s'élève à 1 193 millions d'euros. La progression organique de 287 millions d'euros (+ 33,5 %) par rapport à 2018 est tirée par l'activité « Développement-Vente d'Actifs Structurés » du fait, essentiellement de la cession à la compagnie d'électricité irlandaise ESB de 50 % du projet de parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG).

L'EBE de production pénalisé par les cessions intervenues fin 2018 et début 2019 s'établit à 917 millions d'euros. Il est en baisse organique de - 0,9 % par rapport à 2018 malgré un effet prix positif (effet portefeuille).

À fin 2019, les capacités nettes installées s'élèvent à 8,1 GW pour 8,3 GW à fin 2018. Hors transferts d'actifs internes au groupe EDF, les capacités sont en augmentation de + 0,6 GW (+ 7,8 %). Le portefeuille brut de projets en construction atteint un niveau record de 5,0 GW avec 3,4 GW d'éolien (dont 0,9 GW d'éolien *offshore* en France et en Écosse) et 1,5 GW de solaire.

Les coûts de développement et des fonctions support sont en hausse pour accompagner la croissance de l'activité, l'implantation dans de nouvelles zones ainsi que les projets innovants et de digitalisation.

5.1.4.2.2.4 Dalkia

L'EBE de **Dalkia** s'établit à 349 millions d'euros, en hausse organique de 14 millions d'euros (+ 4,8 %). Cette évolution est portée par le renforcement de la compétitivité en lien avec le plan de performance opérationnelle et par la maîtrise des frais de structure.

La croissance de l'EBE reflète aussi le fort dynamisme commercial avec notamment le renouvellement de nombreux contrats (80 % de renouvellement sur l'année). Dalkia a signé ou renouvelé de nombreux contrats, en France dans les domaines de la performance énergétique et des réseaux de chaleur (signature avec Safran d'un nouveau contrat multiservices sur 26 sites, nouvelle délégation de service public pour le chauffage urbain de Grande Île à Vaulx-en-Velin et Villeurbanne pour 15,5 ans).

Les ventes des Certificats d'Économie d'Énergie sont en amélioration par rapport à 2018.

(1) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre, norme et taux de change comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.
(2) Indexation du TURPE 5 distribution de + 3,04 % au 1er août 2019 (- 0,21 % au 1er août 2018) et du TURPE 5 transport de + 2,16 % au 1er août 2019 (+ 3,0 % au 1er août 2018).
(3) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre, norme et taux de change comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

5.1.4.2.2.5 Framatome

L'EBE de **Framatome** s'élève à 527 millions d'euros (y compris la marge réalisée avec les entités du groupe EDF) en hausse organique de + 3,0 % par rapport à 2018.

La contribution de Framatome à l'EBE du Groupe s'élève à 256 millions d'euros en 2019 en hausse organique de 3,0 % par rapport à 2018. L'évolution tient compte, en 2018, d'une charge de 42 millions d'euros en lien avec la revalorisation des stocks, effectuée dans le cadre de la détermination du bilan d'acquisition de Framatome au 31 décembre 2017.

Les activités « Base installée » et « Contrôle commande » réalisent, dans un marché très concurrentiel, des performances en progrès aux États-Unis et en Allemagne (export à 80 %). L'activité « Base installée » est affectée par une hausse des coûts d'exécution de certains projets à l'export et français.

La rentabilité de l'activité « Fabrication de composants » s'améliore grâce à la progression des productions d'équipements destinés au remplacement de générateurs de vapeur et aux nouveaux projets.

L'activité « Combustibles » bénéficie du maintien de son niveau de production et de la livraison d'assemblages pour les EPR de Taishan en Chine.

L'activité « Grands projets » est en croissance avec la montée en puissance du projet EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni (sans impact EBE au niveau du Groupe) qui compense la baisse d'activité liée à la mise en service de Taishan en Chine.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie de la poursuite du plan de réduction des coûts de structure.

5.1.4.2.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 772 millions d'euros en 2019, en baisse organique de 4,6 % par rapport à 2018.

L'EBE est impacté par le recul de la production nucléaire et la mise en place au 1er janvier 2019 d'un plafonnement des tarifs résidentiels de l'électricité et du gaz (*Standard Variable Tariff*). Ces éléments défavorables sont partiellement compensés par la hausse des revenus de capacité (309 millions d'euros [1] enregistrés en 2019), suite au rétablissement du dispositif en octobre 2019, et par la hausse des prix réalisés du nucléaire (*circa* + 4 £/MWh).

La production nucléaire s'est établie en 2019 à 51 TWh, en retrait de 8,1 TWh par rapport à 2018. Ce recul s'explique par les prolongations d'arrêts d'Hunterston B et de Dungeness B.

Dans un contexte de forte intensité concurrentielle, le portefeuille de clients résidentiels est en légère augmentation (+ 2 % par rapport à 2018) du fait notamment de la reprise de la base clients du fournisseur TOTO Energy [2]. De plus, le segment des clients professionnels réalise une bonne performance avec des marges en progrès.

5.1.4.2.2.7 Italie

La contribution de l'**Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 578 millions d'euros, en hausse organique de 88 millions d'euros (+ 20,8 %) par rapport à 2018.

Dans les activités électricité, l'EBE s'accroît, essentiellement du fait de la bonne performance des services système électriques, de la production hydraulique et de la production des nouveaux parcs éoliens (+ 165 MW).

Dans les activités gaz, l'EBE 2019 s'accroît notamment en raison d'une meilleure optimisation des contrats d'approvisionnement gaz long-terme par gazoduc en 2019. En 2018, l'EBE avait été pénalisé par des tensions sur les approvisionnements et des achats à des prix élevés.

La contribution des activités de commercialisation est en baisse par rapport à 2018 du fait de la diminution des marges en électricité et en gaz, notamment sur le segment des clients résidentiels.

Dans les activités de services, les résultats sont en retrait pour les clients Grand-comptes et du fait d'éléments favorables non récurrents en 2018.

5.1.4.2.2.8 Autre international

L'EBE du segment **Autre International** s'élève à 339 millions d'euros en 2019, en hausse organique de 87 millions d'euros (+ 36,3 %) par rapport à 2018.

En Belgique, l'EBE est en croissance organique de 54 millions d'euros (+ 38,6 %). Cette croissance est portée principalement par le retour de la disponibilité du parc nucléaire, fortement dégradée en 2018, et par l'augmentation de la production des parcs éoliens. Les capacités éoliennes brutes sont en augmentation pour atteindre 519 MW (soit + 18,0 % par rapport à 2018). Malgré un environnement très concurrentiel, les activités de commercialisation affichent une bonne résilience.

Au Brésil, l'EBE est en augmentation organique de 48 millions d'euros (soit + 60,0 %) principalement du fait de la réévaluation en novembre 2018 de 16 % du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale Norte Fluminense. Par ailleurs, cette croissance reflète aussi la bonne performance opérationnelle, avec un niveau de disponibilité historiquement haut, un programme de maintenance moins chargé en 2019 qu'en 2018 et de meilleures conditions d'approvisionnement en gaz.

5.1.4.2.2.9 Autres métiers

Le segment **Autres métiers** contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 505 millions d'euros, en baisse organique de 225 millions d'euros (- 26,2 %) par rapport à 2018.

Une plus-value de cession immobilière significative réalisée en 2018, sans équivalent en 2019, affecte l'évolution de l'EBE de ce segment.

L'activité gazière est impactée par une provision pour contrats onéreux enregistrée en raison de la révision à la baisse des *spreads* à moyen et long terme. Par ailleurs, l'activité gazière est soutenue en 2019 grâce à la compétitivité croissante des moyens de production gaz en Europe et une meilleure utilisation des capacités du Groupe.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à 733 millions d'euros en 2019, en hausse organique de 113 millions d'euros (+ 17,9 %) par rapport à 2018. Cette évolution est consécutive à la hausse de la marge de *trading* telle que précisée au niveau du chiffre d'affaires (voir section 5.1.4.1.2.9) en raison de fortes volatilités sur les marchés et à des positions favorables sur les marchés électricité et gaz en Europe, ainsi que la bonne tenue des activités aux États-Unis. Grâce à la joint-venture constituée le 2 avril 2019 avec JERA, les activités de *trading* et d'optimisation du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) au niveau mondial ainsi que les activités GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) contribuent aussi à cette performance.

(1) Y compris les revenus du 4e trimestre 2018.
(2) Reprise imposée par l'Ofgem, organisme de régulation du gouvernement britannique, suite à la perte de licence de Toto Energy.

5.1.4.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en hausse de 23,9 % par rapport à 2018.

(en millions d'euros)	2019 (1)	2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**16 708**	**14 898**	**1 810**	**+ 12,1**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	642	(224)	866	n. a.
Dotations aux amortissements	(9 994)	(8 775)	(1 219)	+ 13,9
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(8)	(50)	42	- 84,0
(Pertes de valeur)/reprises	(403)	(290)	(113)	+ 39,0
Autres produits et charges d'exploitation	(185)	(105)	(80)	+ 76,2
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**6 760**	**5 454**	**1 306**	**+ 23,9**

n. a. : non applicable.

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 6 760 millions d'euros en 2019, en hausse de 1 306 millions d'euros par rapport à 2018. Cette évolution est essentiellement due à la croissance de l'EBE et à l'impact favorable des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*. Elle est partiellement compensée par l'augmentation des dotations aux amortissements.

5.1.4.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de - 224 millions d'euros en 2018 à + 642 millions d'euros en 2019, principalement en lien avec une volatilité plus forte des prix sur les opérations de commodités et en particulier les positions sur le gaz chez Edison.

5.1.4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 1 219 millions d'euros par rapport à 2018. Hors effets de l'application de la norme IFRS 16 (- 634 millions d'euros), hors effets de change (- 25 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 27 millions d'euros), les dotations aux amortissements augmentent de 587 millions d'euros par rapport à 2018.

Le segment **France – Activités de production et commercialisation** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 740 millions d'euros. Retraité de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16, la hausse des dotations aux amortissements est de 450 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par un effet volume lié aux mises en service sur le parc nucléaire et dans une moindre mesure par les amortissements accélérés sur le parc charbon à partir du 1er juin 2019.

Le segment **France – Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 250 millions d'euros. Retraité de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16, la hausse des dotations aux amortissements est de 92 millions d'euros, principalement du fait de la montée en puissance du projet Linky (1) et des investissements de raccordement et de renforcement de réseaux.

5.1.4.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La baisse de 42 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2019 par rapport à 2018 est attribuable au segment **France – Activités régulées**.

5.1.4.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2019, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 403 millions d'euros (voir note 14 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

En 2018, les pertes de valeur enregistrées s'élevaient à 290 millions d'euros (2).

5.1.4.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

En 2019, les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 185 millions d'euros. Ils comprennent en particulier la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) réalisée sur le premier semestre 2019 (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019), ainsi que des provisions pour restructurations dans certaines entités du Groupe.

En 2018, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à - 105 millions d'euros.

5.1.4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2019 (1)	2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 806)	(1 712)	(94)	+ 5,5
Effet de l'actualisation	(3 161)	(3 464)	303	- 8,7
Autres produits et charges financiers	4 606	378	4 228	n. a.
RÉSULTAT FINANCIER	**(361)**	**(4 798)**	**4 437**	**- 92,5**

n. a. : non applicable.

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

(1) Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

Le résultat financier représente une charge de 361 millions d'euros en 2019, en amélioration de 4 437 millions d'euros par rapport à celle de 2018. Cette évolution s'explique par :

- une augmentation de coût de l'endettement financier brut. Hors effet de l'application de la norme IFRS 16 (- 74 millions d'euros), le coût de l'endettement financier brut est stable ;
- une variation favorable de l'effet de l'actualisation de 303 millions d'euros, en raison principalement d'une moindre baisse des taux d'actualisation sur les provisions nucléaires en France. Le taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2019, prenant en compte une hypothèse de taux d'inflation de 1,4 % (respectivement 3,9 % et 1,5 % au 31 décembre 2018) ;
- une augmentation de 4 228 millions d'euros des autres produits et charges financières en raison principalement de la variation favorable de juste valeur du portefeuille des actifs dédiés (3 534 millions d'euros) en lien avec la forte performance des marchés actions et obligations en 2019 par rapport à 2018.

5.1.4.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à - 1 581 millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,71 % (contre 178 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 27,13 % [1]). L'augmentation de la charge d'impôt de 1 759 millions d'euros entre 2019 et 2018 est essentiellement liée à la hausse du résultat avant impôt (notamment lié à l'augmentation de l'excédent brut d'exploitation et aux variations de plus et moins-value latente sur le portefeuille d'actifs financiers d'EDF SA) de 5 743 millions d'euros, générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 977 millions d'euros en application d'un taux d'impôt sur les bénéfices en France de 34,43 %.

Retraité des éléments non récurrents (principalement variations de plus et moins-value latente sur le portefeuille d'actifs financiers, de pertes de valeur et de cessions), le taux effectif d'impôt courant en 2019 est de 19,1 %, contre 22,6 % [1] en 2018.

5.1.4.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises

Le Groupe enregistre un produit de 818 millions d'euros en 2019, contre un produit de 569 millions d'euros en 2018.

Cette variation de + 249 millions d'euros s'explique principalement par la hausse du résultat de CENG.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises inclut en 2019 des pertes de valeur pour un montant total de - 73 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 26 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

5.1.4.7 Résultat net des activités en cours de cession

Le résultat net des activités en cours de cession comprend, d'une part, les éléments du compte de résultat de l'activité « E&P » d'Edison pour 2018 et 2019 et, d'autre part, les pertes de valeur relatives à ces actifs comptabilisées pour ces deux périodes (voir note 19 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

5.1.4.8 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 27 millions d'euros en 2019, en hausse de 13 millions d'euros par rapport à 2018.

5.1.4.9 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 5 155 millions d'euros en 2019, en hausse de 3 978 millions d'euros par rapport à 2018, en raison notamment de l'amélioration du résultat financier.

5.1.4.10 Résultat net courant

Le résultat net courant [2] s'établit à 3 871 millions d'euros en 2019, en hausse de 57,9 % par rapport à 2018.

5.1.5 Flux de trésorerie et endettement financier net

5.1.5.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2019 [1]	2018 [2]	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets des activités opérationnelles	**14 022**	**13 364**	**658**	**+ 4,9**
Flux de trésorerie nets des activités d'investissement	**(15 650)**	**(17 165)**	**1 515**	**- 8,8**
Flux de trésorerie nets des activités de financement	**2 223**	**3 530**	**(1 307)**	**- 37,0**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**595**	**(271)**	**866**	**N. A.**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**3 290**	**3 692**	**(402)**	**- 10,9**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	595	(271)	866	n. a.
Incidence des variations de change	(5)	(95)	90	- 94,7
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	17	13	4	+ 30,8
Incidence des reclassements	37	(49)	86	n. a.
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**3 934**	**3 290**	**644**	**+ 19,6**

n. a. : non applicable.

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.
(2) Résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.
Montant des éléments non récurrents, des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts :
- 986 millions d'euros de pertes de valeur et d'autres éléments non courants en 2019 contre - 385 millions d'euros en 2018 ;
+ 490 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2019, contre - 145 millions d'euros en 2018.
+ 1 780 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres en 2019 (IFRS 9) contre - 745 millions d'euros en 2018.

5.1.5.1.1 Flux de trésorerie nets des activités opérationnelles

(en millions d'euros)	2019 (1)	2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôts	**5 983**	**473**	**5 510**	**n. a.**
Résultat avant impôts des sociétés en cours de cession	**(416)**	**(183)**	**(233)**	**n. a.**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**6 399**	**656**	**5 743**	**n. a.**
Pertes de valeur/(reprises)	403	290	113	+ 39,0
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	8 328	12 957	(4 629)	- 35,7
Produits et charges financiers	97	718	(621)	- 86,5
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	349	387	(38)	- 9,8
Plus ou moins-values de cessions	(508)	(1 014)	506	- 49,9
Variation du besoin en fonds de roulement	452	470	(18)	- 3,8
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités poursuivies	**15 520**	**14 464**	**1 056**	**+ 7,3**
Frais financiers nets décaissés	(798)	(1 048)	250	- 23,9
Impôts sur le résultat payés	(922)	(309)	(613)	n. a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES POURSUIVIES	**13 800**	**13 107**	**693**	**+ 5,3**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES EN COURS D'ABANDON	**222**	**257**	**(35)**	**- 13,6**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**14 022**	**13 364**	**658**	**+ 4,9**

n. a. : non applicable.

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

Les flux de trésorerie nets des activités opérationnelles en 2019 s'élèvent à 14 022 millions d'euros, en hausse de 658 millions d'euros par rapport à 2018.

Cette variation traduit une hausse de 1 056 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités poursuivies, qui provient :

- du résultat avant impôts des sociétés intégrées corrigé des pertes de valeur et des amortissements, provisions et variations de juste valeur, dont le total s'élève à 15 130 millions d'euros en 2019 contre 13 903 millions d'euros en 2018, soit une augmentation de 1 227 millions d'euros par rapport à 2018 ;
- de la baisse des charges financières (- 621 millions d'euros par rapport à 2018) ;
- de la baisse des plus-values de cession (506 millions d'euros), correspondant à la réalisation de moindres plus-values en 2019 (liées principalement à la cession NnG dans les renouvelables) par rapport à celles réalisées en 2018 (liées principalement aux cessions immobilières et de Dunkerque LNG).

5.1.5.1.2 Flux de trésorerie nets des activités d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets des activités d'investissement se sont élevés à 15 650 millions d'euros en 2019, à comparer à 17 165 millions d'euros en 2018. Les flux de trésorerie nets des activités d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisitions et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2019 (1)	2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %
Investissements incorporels et corporels	(16 709)	(16 016)	(693)	+ 4,3
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	94	577	(483)	- 83,7
Investissements incorporels et corporels nets	**(16 615)**	**(15 439)**	**(1 176)**	**+ 7,6**
Acquisitions de titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise	(456)	(484)	28	- 5,8
Cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie cédée	293	1 261	(968)	- 76,8
Variations d'actifs financiers	1 294	(2 367)	3 661	n. a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT POURSUIVIES	**(15 484)**	**(17 029)**	**1 545**	**- 9,1**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT EN COURS D'ABANDON	**(166)**	**(136)**	**(30)**	**+ 22,1**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(15 650)**	**(17 165)**	**1 515**	**- 8,8**

n. a. : non applicable.

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

Investissements incorporels et corporels nets

Les investissements incorporels et corporels s'élèvent à 16 615 millions d'euros en 2019, en hausse de 1 176 millions d'euros (+ 7,6 %) par rapport à 2018.

Les investissements incorporels et corporels du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2019	2018	Variation en valeur	Variation en %
France – Activités de production et commercialisation	(6 074)	(5 507)	(567)	+ 10,3
France – Activités régulées	(4 601)	(4 308)	(293)	+ 6,8
EDF Renouvelables	(1 598)	(1 898)	300	- 15,8
Dalkia	(269)	(385)	116	- 30,1
Framatome	(208)	(261)	53	- 20,3
Royaume-Uni	(3 345)	(2 938)	(407)	+ 13,9
Italie	(286)	(271)	(15)	+ 5,5
Autre international	(223)	(199)	(24)	+ 12,1
Autres métiers	(11)	328	(339)	n. a.
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(16 615)**	**(15 439)**	**(1 176)**	**+ 7,6**

n. a. : non applicable.

Les investissements incorporels et corporels nets sont une des composantes des investissements nets dont la variation est détaillée dans la section 5.1.5.2.1.2 « Investissement net (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky) ».

Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)

En 2019, les investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise sont de 456 millions d'euros et correspondent principalement à des acquisitions de sociétés par EDF Renouvelables.

En 2019, les cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie cédée ont baissé de 968 millions d'euros par rapport à 2018 pour atteindre 293 millions d'euros. Cette variation est principalement liée à la cession en 2018 de Dunkerque LNG.

Variation d'actifs financiers

En 2019, la variation des actifs financiers est de + 1 294 millions d'euros et correspond principalement à des cessions d'actifs liquides (hors actifs dédiés).

En 2018, la variation des actifs financiers est de - 2 367 millions d'euros et correspond principalement à des acquisitions d'actifs liquides (hors actifs dédiés).

5.1.5.1.3 Flux de trésorerie nets des activités de financement

(en millions d'euros)	2019 (1)	2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle (3)	1 055	1 548	(493)	- 31,8
Dividendes versés par EDF	(58)	(511)	453	- 88,6
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(155)	(183)	28	- 15,3
Achats/ventes d'actions propres	(14)	(3)	(11)	n. a.
Flux de trésorerie avec les actionnaires	**828**	**851**	**(23)**	**- 2,7**
Émissions d'emprunts	9 080	5 711	3 369	+ 59,0
Remboursements d'emprunts	(6 976)	(2 724)	(4 252)	n. a.
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	493	1 243	(750)	- 60,3
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 280)	(1 329)	49	- 3,7
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(589)	(584)	(5)	+ 0,9
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	143	131	12	+ 9,2
Subventions d'investissement reçues	543	351	192	+ 54,7
Autres flux de trésorerie liés aux activités de financement	**1 414**	**2 799**	**(1 385)**	**- 49,5**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT POURSUIVIES	**2 242**	**3 650**	**(1 408)**	**- 38,6**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT EN COURS D'ABANDON	**(19)**	**(120)**	**101**	**- 84,2**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**2 223**	**3 530**	**(1 307)**	**- 37,0**

n. a. : non applicable.

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.
(3) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

En 2019, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 2 223 millions d'euros, en baisse de 1 307 millions d'euros par rapport à 2018. Cette variation traduit principalement :

- des transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle en baisse de 493 millions d'euros. En 2019, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle comprennent un montant de 951 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C.

En 2018, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle comprenaient un montant de 701 millions de livres sterling encaissé au titre de la cession à Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform de 49 % dans vingt-quatre parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW) et un montant de 743 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C ;

- des dividendes versés par EDF en baisse de 453 millions d'euros. En 2019, les dividendes versés comprennent un dividende versé en numéraire de (31) millions d'euros et un acompte sur dividendes de (27) millions d'euros. En 2018, les dividendes versés comprennent un dividende versé en numéraire de (60) millions d'euros et un acompte sur dividendes de (451) millions d'euros ;
- des émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) en baisse de 750 millions d'euros. Cette variation est liée à l'émission d'obligations hybrides d'un montant de 500 millions d'euros du 26 novembre 2019 et à l'émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros le 25 septembre 2018 ;
- des émissions (*cf.* section 5.1.6.1.1.2) et remboursements d'emprunts en baisse de 883 millions d'euros.

5.1.5.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 41 133 millions d'euros en 2019 et inclut l'impact de l'application de la norme IFRS 16 au 1er janvier 2019 pour 4 492 millions d'euros. Il était de 33 388 millions d'euros au 31 décembre 2018.

(en millions d'euros)	2019 (1)	2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**16 708**	**14 898**	**1 810**	**+ 12,1**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 943)	(1 245)		
Excédent brut d'exploitation Cash	**14 765**	**13 653**		
Variation du besoin en fonds de roulement net	452	470		
Investissements nets (3) (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky)	(11 345)	(11 508)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	303	383		
Cash-flow généré par les opérations (4)	**4 175**	**2 998**	**1 177**	**+ 39,3**
Cessions d'actifs	531	1 937		
Impôt sur le résultat payé	(922)	(309)		
Frais financiers nets décaissés	(798)	(1 048)		
Actifs dédiés	(394)	(501)		
Dividendes versés en numéraire	(801)	(1 278)		
Cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky	**1 791**	**1 799**		
Projets Hinkley Point C et Linky	(2 582)	(2 400)		
Cash-flow Groupe (5)	**(791)**	**(601)**		
Émissions emprunts hybrides	493	1 243		
Remboursement emprunts hybrides	(1 618)	(1 329)		
Autres variations monétaires	(470)	(22)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**(2 386)**	**(709)**		
Effet de la variation de change	(341)	96		
Autres variations non monétaires	(5 039)	121		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	**(7 766)**	**(492)**		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession (6)	**21**	**119**		
Endettement financier net ouverture	**33 388**	**33 015**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**41 133**	**33 388**		

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

(3) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions 2019-2020, ainsi que les investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky.

(4) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Opérations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions 2019-2020 et hors investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(5) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations défini en note (2) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et projets Hinkley Point C et Linky.

(6) Correspond à l'endettement financier net des activités E&P d'Edison en cours de cession.

5.1.5.2.1 Cash-flow généré par les opérations

Le cash-flow généré par les opérations s'établit à 4 175 millions d'euros en 2019 contre 2 998 millions d'euros en 2018, soit une augmentation 1 177 millions d'euros.

L'EBE (voir section 5.1.4.2) ajusté des éléments non *cash* s'élève à 14 765 millions d'euros, en augmentation de 1 112 millions d'euros par rapport à 2018.

L'augmentation des éléments non *cash* pour - 698 millions d'euros provient principalement de la variation de juste valeur sur les instruments financiers d'EDF Trading en lien avec l'augmentation de son activité.

5.1.5.2.1.1 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 452 millions d'euros en 2019.

Cette variation s'explique principalement par l'évolution favorable du BFR de l'activité optimisation/*trading*.

Par rapport à décembre 2018, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (- 18 millions d'euros) s'explique essentiellement par :

- une hausse des charges de CSPE de - 1 104 millions d'euros ;
- l'activité optimisation/*trading* pour + 593 millions d'euros ;
- un effet calendaire favorable sur les dettes sociales pour + 630 millions d'euros.

5.1.5.2.1.2 Investissements nets (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky)

Les investissements nets s'élèvent à 11 345 millions d'euros en 2019 contre 11 508 millions d'euros en 2018, soit une baisse de 163 millions d'euros (- 1,4 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2019	2018*	Variation en valeur	Variation en %
France – Activités de production et commercialisation	6 329	5 349	980	+ 18,3
France – Activités régulées	3 622	3 371	251	+ 7,4
EDF Renouvelables	(276)	506	(782)	n. a.
Dalkia	138	293	(155)	- 52,9
Framatome	134	261	(127)	- 48,7
Royaume-Uni	659	606	53	+ 8,7
Italie	344	705	(361)	- 51,2
Autre international	309	373	(64)	- 17,2
Autres métiers	86	44	42	+ 95,5
INVESTISSEMENTS NETS	**11 345**	**11 508**	**(163)**	**- 1,4**

n. a. : non applicable.

* *Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession et du reclassement des investissements présentés en 2018 en Nouveaux Développements (hors projets Hinkley Point C et Linky).*

Les investissements nets du segment **France – Activités de production et commercialisation** augmentent de 980 millions d'euros, soit + 18,3 %. La hausse provient essentiellement des investissements réalisés dans la maintenance nucléaire en lien notamment avec le planning de visite des centrales.

Les investissements nets du segment **France – Activités régulées** augmentent de 251 millions d'euros, soit + 7,4 %. Cela s'explique principalement par une hausse des dépenses de raccordements clients, de renforcement du réseau et d'amélioration de la qualité de la desserte.

Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** diminuent de 782 millions d'euros notamment en lien avec la cession partielle du projet écossais de parc éolien en mer « Neart na Gaoithe » (qui entraîne la déconsolidation de la dette d'acquisition réalisée en 2018). L'augmentation du volume des subventions aux États-Unis contribue également à cette évolution.

En **Italie**, les investissements nets sont en retrait de 361 millions d'euros, principalement en lien avec l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia et de Zephyro en 2018, sans équivalent en 2019.

5.1.5.2.2 Cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky

Le cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky s'établit, en conséquence, à 1 791 millions d'euros en 2019 (contre 1 799 millions d'euros [1] en 2018).

5.1.5.2.2.1 Cessions 2019-2020

Les cessions d'actifs correspondent principalement à la cession par EDF de sa participation de 25,04 % dans l'énergéticien suisse Alpiq.

5.1.5.2.2.2 Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 29 844 millions d'euros au 31 décembre 2019.

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

À fin décembre 2019, les flux nets de - 394 millions d'euros correspondent aux trois premières catégories décrites ci-dessus.

5.1.5.2.2.3 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (- 801 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2018 pour - 31 millions d'euros et l'acompte de l'année 2019 pour - 27 millions d'euros, l'essentiel du dividende ayant été versé en titres ;
- les rémunérations versées en 2019 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 589 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 154 millions d'euros).

5.1.5.2.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'élève en 2019 à - 791 millions d'euros contre - 601 millions d'euros en 2018.

5.1.5.2.4 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement appréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro [2]) a un impact défavorable de - 341 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

(1) L'application de la norme IFRS 16 au 31 décembre 2018 aurait augmenté le cash-flow avant les projets Hinkley Point C et Linky d'environ 609 millions d'euros.
(2) Appréciation de 5,1 % de la livre sterling face à l'euro : 1,175 €/£ au 31 décembre 2019 et 1,118 €/£ au 31 décembre 2018 ; Appréciation de 1,9 % du dollar américain face à l'euro : 0,89 €/$ au 31 décembre 2019 et 0,873 €/$ au 31 décembre 2018.

5.1.5.2.5 Autres variations non monétaires

L'évolution défavorable de - 5 160 millions d'euros par rapport à 2018 est principalement liée à l'application de la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 pour - 4 878 millions d'euros dont - 4 492 millions d'euros porte sur la dette d'ouverture au 1er janvier 2019 et - 386 millions d'euros à la variation de dettes IFRS 16 en 2019.

5.1.5.3 Ratios financiers

	2019	2018 (1)	2017
Endettement financier net/EBE	2,46	2,24	2,40
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) (2)	42 %	39 %	40 %

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession et du reclassement des investissements présentés en 2018 en Nouveaux Développements (hors projets Hinkley Point C et Linky).

(2) Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle.

5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés

5.1.6.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion telles qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Depuis 2002, une structure dédiée – le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) – est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre stratégique de gestion financière (juillet 2015). Rattachée à la Direction des Risques Groupe depuis 2008, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA. Le Département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF SA.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

5.1.6.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

5.1.6.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2019, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 22 895 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 490 millions d'euros.

Sur l'année 2020, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2019 s'élèvent à 13 357 millions d'euros, dont 3 836 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2019, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

5.1.6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Le 27 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars américains d'obligation senior avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %. Elle démontre la capacité du groupe EDF à attirer une base d'investisseurs très diversifiée sur une maturité très longue.

Par ailleurs, le 2 décembre 2019, EDF a levé une émission obligataire senior de 1,25 milliard d'euros avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Cela représente le montant le plus important levé par un émetteur *corporate* sur le marché EUR à cette maturité.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 41.2 « Emprunts et dettes financières » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2019 s'établit à 15,4 ans contre 13,6 ans au 31 décembre 2018, celle d'EDF SA à 15,9 ans contre 14,2 ans au 31 décembre 2018.

Au 31 décembre 2019, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IFRS 9 (valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2019) :

31 décembre 2019 *(en millions d'euros)*	Dettes	Instruments de couverture*		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	*Swaps* de change	
2019	13 369	(283)	(420)	77
Entre 2020 et 2023	22 276	(942)	(1 437)	475
2024 et au-delà	79 998	(920)	(4 068)	478
TOTAL	**115 643**	**(2 145)**	**(5 925)**	**1 030**
dont remboursement de dette principale	66 049			
dont charges d'intérêt	49 594			

* *Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.*

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe *via* la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF SA et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NeuCP, 10 milliards de dollars américains pour les US CP.

Au 31 décembre 2019, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 785 millions d'euros et de 1 175 millions de dollars US CP. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir les marchés euros *via* son programme EMTN (plafond actuel à 45 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling, ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samouraï) et francs suisses.

Au 31 décembre 2019, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	**Entité**	**Date d'émission***	**Échéance**	**Montant de l'émission**	**Devise**	**Taux**
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (*Green Bond*)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire (*Green Bond*)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (*Green Bond*)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

* *Date de réception des fonds.*

Au 31 décembre 2019, EDF dispose d'un montant global de 10 067 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales) :

- le crédit syndiqué s'élève à 4 milliards d'euros et a une maturité jusqu'en décembre 2024. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2019 ;
- les lignes bilatérales représentent 6 067 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en juin 2024. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est nul. Quatre lignes de crédit ont été tirées intégralement au 31 décembre 2019, pour des montants de 500 millions d'euros, 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 250 millions d'euros.

EDF Chile bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 107 millions d'euros (maturité septembre 2024). Au 31 décembre 2019, celui-ci est tiré en intégralité.

Edison dispose d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 257 millions d'euros (40 millions disponibles), ainsi qu'une ligne de crédit pour un montant de 100 millions d'euros qui a été tirée pour 50 millions d'euros au 31 décembre 2019.

5.1.6.1.2 Notation financière

Les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2019 :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective négative (1)	A-2
	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	P-2
	Fitch Ratings	A- assortie d'une perspective stable	F2
EDF Trading	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective stable	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BBB- assortie d'une perspective négative	A-3
Edison	Standard & Poor's	BBB- assortie d'une perspective stable	A-3
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective positive (2)	n.a.

n. a. : non applicable.

(1) *Le 10 octobre 2019, S&P a revu la perspective d'EDF de stable à négative.*
(2) *Le 19 septembre 2019, Moody's a revu la perspective d'Edison de stable à positive.*

5.1.6.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 34 % et 86 % pour les expositions principales. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2019 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2019, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2019 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture*	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	33 360	18 491	51 851	77 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	20 867	(14 814)	6 053	9 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 269	(1 705)	8 564	13 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 884	(1 972)	912	1 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**67 380**	**-**	**67 380**	**100 %**

* *Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.*

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2019.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2019 *(en millions d'euros)*	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	51 851	-	51 851
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	6 053	605	6 658
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 564	856	9 420
Emprunts libellés dans d'autres devises	912	91	1 003
TOTAL DES EMPRUNTS	**67 380**	**1 552**	**68 932**

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe.

POSITION DES ACTIFS NETS

31 décembre 2019* *(en millions de devises)*	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	5 613	2 850	1 974	789
CHF (Suisse)	29	-	28	1
GBP (Royaume-Uni)	17 717	5 435	504	11 778
PLN (Pologne)	294	-	153	141
BRL (Brésil)	1 202	-	-	1 202
CNY (Chine)	11 148	-	-	11 148

* *Actifs nets : vision au 31 décembre 2019 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2019. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.*

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2019. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

	Au 31 décembre 2019			Au 31 décembre 2018		
(en millions de devises)	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	789	702	70	2 107	1 840	184
CHF (Suisse)	1	1	-	202	179	18
GBP (Royaume-Uni)	11 778	13 843	1 384	11 085	12 392	1 239
CLP (Chili)	-	-	-	(6 663)	(8)	(1)
PLN (Pologne)	141	33	3	154	36	4
BRL (Brésil)	1 202	266	27	1 164	262	26
CNY (Chine)	11 148	1 425	143	9 932	1 261	126

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2019.

5.1.6.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes correspondant aux actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture, et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi.

Au 31 décembre 2019, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 61,0 % à taux fixe et 39,0 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 263 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2019 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,69 % fin 2019.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2019. L'impact de la variation des taux d'intérêt est stable par rapport à 2018.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2019 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	62 128	(21 035)	41 093	-
À taux variable	5 252	21 035	26 287	263
TOTAL DES EMPRUNTS	**67 380**	**-**	**67 380**	**263**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) et les dépôts court terme à taux variables détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2019 *(en millions d'euros)*	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	**2 487**	**(25)**	**2 462**

Par ailleurs, le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2019) et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 34 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2019), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

5.1.6.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 31,6 % en actions fin 2019, soit un montant actions de 4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2019, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 14,3 % et 8,4 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 237 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2019, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 11,1 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 768 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 31 décembre 2019 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

5.1.6.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés ; elles figurent en note 48 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

Le **Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise, choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif/passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée au cours de l'année 2018. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non), de la créance CSPE et de la trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par la Division Gestion des Actifs Cotés et par EDF Invest (créé en 2013 suite au décret du 24 juillet 2013).

La poche « trésorerie » du portefeuille de taux sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcée de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

La créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013 (voir note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

La gestion tactique des actifs de croissance et des actifs de taux est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre actifs de croissance et actifs de taux ;
- la répartition par « classe d'actifs secondaires » au sein de chaque sous-portefeuille ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
  - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
  - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
  - par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc.),
  - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise ;
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
  - par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
  - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supranationaux, obligations foncières et *covered bonds*, obligations d'entreprises),
  - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle [1] repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département CRFI (Contrôle des Risques Financiers et Investissements).

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	31/12/2019	31/12/2018
Actifs de rendement	19,2 %	19,3 %
Actifs de croissance	42,1 %	36,5 %
Actifs de taux	38,7 %	44,2 %
TOTAL	**100 %**	**100 %**

Au 31 décembre 2019, la valeur globale du portefeuille s'élève à 31 624 millions d'euros, contre 27 689 millions d'euros à fin décembre 2018.

La composition du portefeuille est également présentée en note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2019.

COMPOSITION SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31 décembre 2019		31 décembre 2018	
Catégories *(en millions d'euros)*	**Valeur nette comptable [1]**	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable [1]**	**Valeur de réalisation**
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) [2]	2 705	2 926	2 705	2 738
Dérivés	(10)	(10)	-	-
Autres titres non cotés	2 826	3 164	2 333	2 618
ACTIFS DE RENDEMENT	**5 521**	**6 080**	**5 038**	**5 356**
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	10 865	12 978	9 370	9 844
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	-	46	20	45
Autres titres non cotés	263	276	198	219
ACTIFS DE CROISSANCE	**11 128**	**13 300**	**9 588**	**10 108**
Obligations États OCDE et assimilées	4 338	4 548	4 362	4 443
Obligations personnes morales OCDE hors États et TCN	1 793	1 827	946	950
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	4 830	5 038	4 580	4 647
CSPE après couverture	684	688	2 060	2 080
Autres titres non cotés	146	142	114	105
Dérivés	5	1	-	-
ACTIFS DE TAUX	**11 796**	**12 244**	**12 062**	**12 225**
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**28 445**	**31 624**	**26 688**	**27 689**

(1) *Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.*
(2) *Au 31/12/2019 et au 31/12/2018, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).*

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

Les tableaux ci-dessous présentent la performance par portefeuille au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018 :

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

	31/12/2019	Performance de l'exercice 2019	31/12/2018	Performance de l'exercice 2018
(en millions d'euros)	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Actifs de rendement	6 080	8,9 %	5 356	7,0 %
Actifs de croissance	13 300	25,9 %	10 108	- 7,0 %
Actifs de taux	12 244	5,2 %	12 225	- 0,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**31 624**	**13,5 %**	**27 689**	**- 1,6 %**

DÉCOMPOSITION DE LA PERFORMANCE SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31/12/2019	Performance de l'exercice 2019	31/12/2018	Performance de l'exercice 2018
(en millions d'euros)	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Titres CTE affectés (1)	2 926	12,6 %	2 738	7,0 %
Autres titres non cotés (2) (3)	3 572	6,0 %	2 942	7,9 %
OPCVM Actions (3)	13 024	26,3 %	9 889	- 7,4 %
Obligations, TCN et OPCVM obligataires (3)	11 226	6,1 %	10 010	- 0,8 %
OPCVM monétaires	188	- 0,3 %	30	- 0,3 %
CSPE après couverture	688	0,6 %	2 080	0,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**31 624**	**13,5 %**	**27 689**	**- 1,6 %**

(1) Au 31/12/2019 et au 31/12/2018, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).
(2) EDF Invest hors CTE. La performance d'EDF Invest y compris CTE est de 9,0 % sur l'année 2019 et 7,5 % sur l'année 2018.
(3) Y compris dérivés.

Évolution du portefeuille en 2019

Après une année 2018 difficile, l'année boursière 2019 a été une année plus favorable. À l'exception des mois de mai et d'août, les marchés actions ont en effet progressé de manière quasi continue, ce qui leur a permis d'atteindre de nouveaux records. Ils ont été aidés en cela par un ton conciliant des principales banques centrales.

La Fed et la BCE ont baissé leurs taux directeurs, la BCE a également relancé son programme d'achat d'actifs. La croissance s'est stabilisée, laissant espérer des perspectives de résultats plus positives pour les entreprises. Ces inflexions décisives des banques centrales ont également eu un impact majeur sur les marchés de taux. Contrairement aux attentes de la plupart des investisseurs, les taux des emprunts d'État de la zone euro ont baissé significativement jusqu'à fin août avant d'amorcer une remontée graduelle, qui s'est accélérée en fin d'année. Le bilan pour le marché des obligations reste néanmoins positif puisque les taux allemands à 10 ans sont passés de + 0,25 % à - 0,19 % après une pointe à - 0,71 % fin août. Les actifs obligataires plus risqués ont eu une performance encore plus marquée, les *spreads* de crédit ayant reflué fortement de même que le *spread* de l'État italien (- 0,9 %).

En 2019, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 2 758 millions d'euros, dont + 16 millions d'euros pour la CSPE (+ 24 millions d'euros avant impôt), + 308 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et + 2 434 millions d'euros d'autres titres (+ 3 450 millions d'euros avant impôts).

EDF a continué à investir les flux issus du remboursement de la CSPE en maintenant une allocation prudente – une volatilité moindre que les indices de référence – mais aussi performante que ces mêmes indices. Au global, la performance du portefeuille des actifs dédiés constitué d'actifs de rendement, de croissance et de taux s'est élevée à + 13,5 %.

En mai 2019, le solde de la participation minoritaire acquise en décembre 2018 par EDF Invest dans Nam Theun Power Company (NTPC, un barrage hydroélectrique en exploitation au Laos) a été affecté aux actifs dédiés. En décembre 2019, EDF SA a acquis auprès d'EDF Renewables US une participation dans des parcs solaires et éoliens aux États-Unis, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés au 31 décembre 2019. Ces nouvelles participations complètent la classe d'actifs « Infrastructures » d'EDF Invest et permettent une diversification de son portefeuille dans les énergies renouvelables. Par ailleurs, EDF Invest a acquis début 2019 un immeuble de bureaux en Allemagne et en décembre 2019 un portefeuille de murs d'hôtels situés en France et en Italie. Les actifs non cotés gérés par EDF Invest sont répartis en actifs de rendement, de croissance et de taux. Ce portefeuille, y compris CTE, s'élève à 6,5 milliards d'euros au 31 décembre 2019 contre 5,7 milliards d'euros au 31 décembre 2018. La performance annuelle du portefeuille total d'EDF Invest s'établit au 31 décembre 2019 à 9,0 % y compris CTE.

Grâce à la hausse des marchés cotés, la poche de croissance qui est restée surpondérée toute l'année par rapport à la cible de 40 % est ressortie avec une performance globale de + 25,9 %, se décomposant en + 26,3 % pour les actions cotées et + 9,6 % pour les fonds de croissance. S'agissant des actions cotées, le choix des fonds japonais et émergents a permis de dégager une performance nettement supérieure à celle de leurs indices respectifs. Sur la poche Amérique du Nord où les fonds actifs ont été globalement moins performants, le maintien d'une gestion passive à plus de 85 % a permis de maintenir la performance proche de l'indice malgré la présence de fonds à faible volatilité. La poche européenne a également été légèrement en retrait, même si en fin d'année les fonds choisis ont commencé à rattraper leur retard sur l'indice de référence. Enfin, la gestion des devises a été positive, grâce en particulier à une surpondération sur la livre sterling.

S'agissant des actifs de taux, la performance a été satisfaisante en absolu (+ 5,2 %) et en relatif. Le portefeuille d'obligations cotées a réalisé une performance de + 6,1 %, très légèrement en retrait par rapport à son indice de référence. La surpondération crédit qui a été initiée en début d'année et accentuée par la suite, couplée à une bonne performance des supports de gestion, a permis en effet de contrebalancer l'effet taux. Les fonds de taux quant à eux, ont réalisé une

performance de + 9,7 % et le portefeuille créances et court terme composé principalement de la créance CSPE une performance de + 0,4 %.

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2019 s'élève à 13 024 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait à fin décembre 2019 à 9,2 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 14,3 % à fin 2018. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 198 millions d'euros.

À fin décembre 2019, la sensibilité des obligations cotées (11 226 millions d'euros) s'établissait à 6,1, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 682 millions d'euros. La sensibilité était de 5,3 à fin décembre 2018.

5.1.6.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe, avec une actualisation mensuelle pour des activités de marchés financiers et énergies et trimestrielle pour les autres activités. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2019, les expositions du Groupe sont à 90 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 31/03/2019	90 %	8 %	2 %	100 %
au 30/09/2019	90 %	9 %	1 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et *trading* d'énergies	Total
au 31/03/2019	6 %	1 %	10 %	77 %	6 %	100 %
au 30/09/2019	7 %	-	11 %	76 %	6 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Dans un contexte politique et financier toujours incertain en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

5.1.6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

5.1.6.2.1 Politique de risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers (*cf.* section 2.2.2 « Risques marchés énergies » de l'URD).

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de *management* des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

5.1.6.2.2 Organisation du contrôle et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- une fermeture graduelle des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie [1] permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

En ce qui concerne l'électricité France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionalité du dispositif ARENH et des incertitudes sur de possibles évolutions réglementaires de ce dernier (notamment le risque de relèvement jusqu'à 150 TWh du plafond des volumes mis à disposition, dans la cadre de la « La loi énergie climat » votée en 2019). Les volumes souscrits n'étant connus que très peu de temps avant la période de livraison, EDF est amené à prendre en compte des hypothèses de souscription incluant des marges de prudence. Par ailleurs, les fournisseurs ont la possibilité de réviser à la hausse ou à la baisse leur demande de souscription d'Arenh à chaque guichet semestriel, sous réserve de respecter à l'article R336-16 du code de l'énergie qui leur interdit les demandes en sens contraire lors du guichet semestriel suivant. Par exemple, si un fournisseur porte à zéro sa demande lors d'un guichet semestriel, il ne peut formuler de demande d'Arenh lors du guichet suivant. EDF reste ainsi soumis aux risques de non-réalisation de ses hypothèses, pouvant l'amener à devoir vendre dans l'année budgétaire des volumes réservés et finalement non souscrits ou, à l'inverse, à devoir racheter des volumes vendus en amont du guichet ARENH sur la base d'une hypothèse de non-souscription. Ce risque est d'autant plus élevé que le prix énergie + capacité sur le marché de gros est proche du prix de l'ARENH (42 €/MWh).

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production, de commercialisation et de *trading*, le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée 3 fois par an au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

5.1.6.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 44 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients).

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés [2]. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2019, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR (*Value at Risk*) de 35 millions d'euros, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

Seule la limite de capital en risques pour opérations sur marchés illiquides a été dépassée en 2019, temporairement et pour un montant très limité. Depuis son instauration, le *stop-loss* n'a par ailleurs jamais été activé.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 44.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 45.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

(1) Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

(2) EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

5.2 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement postérieur à la clôture n'est intervenu hormis ceux présentés dans les autres sections du document d'enregistrement universel.

5.3 Évolution des prix de marchés à fin février 2020

Les prix spot (du jour pour le lendemain) de l'électricité en France en janvier-février 2020 se sont établis en moyenne à 32,3 €/MWh en base et 39,5 €/MWh en pointe, en fort recul par rapport aux prix de janvier-février 2019. Ces derniers s'étaient en effet établis à 54,3€/MWh en base et 62,6 €/MWh en pointe. Cette baisse s'explique par celle de la consommation de 5,9 TWh en raison de températures au-dessus des normales cette année (+ 2,1 °C) alors qu'elles étaient proches des normales l'an dernier. En cause également, la baisse des prix du charbon et du gaz ainsi qu'une production éolienne et hydraulique en hausse par rapport à janvier-février 2019. Pour les mêmes raisons, les prix spot allemands sont en net recul sur janvier-février 2020. Les prix se sont établis en moyenne à 28,7 €/MWh en base et 38,2 €/MWh en pointe, en baisse de respectivement 17,6 €/MWh et 17,2 €/MWh par rapport à ceux de janvier-février 2019. A noter, la production éolienne allemande sur février 2020 a dépassé les 20 TWh, dépassant de 4 TWh le précédent record mensuel.

Fin février 2020, les prix des contrats annuels français pour livraison en base et en pointe en 2021 cotaient respectivement à 42,0 €/MWh et à 52,7 €/MWh. Un an plus tôt, les prix à terme français de l'électricité pour livraison en base et en pointe en 2020 clôturaient le mois à 51,3 €/MWh et 66,2 €/MWh. Cette baisse des prix s'explique essentiellement par celle des prix du gaz et du charbon.

En janvier-février 2020, les prix spot du gaz sur le marché français se sont établis en moyenne à 10,2 €/MWh. Ce fort recul (- 10,0 €/MWh par rapport aux prix moyens de janvier-février 2019) traduit un équilibre offre-demande particulièrement « détendu » en Europe. Malgré une hausse de la production des centrales à cycle combiné gaz en raison de leur meilleure compétitivité face aux moyens charbon, les stocks européens se maintiennent à des niveaux historiquement hauts en raison de températures clémentes et d'arrivées massives de GNL en Europe. Ces dernières sont dues à une augmentation de l'offre mondiale, notamment américaine, alors que la croissance de la demande asiatique en GNL continue de s'essouffler.

Fin février 2020, le prix du Brent s'est établi à 50,5 $/bbl, en retrait de 15,5 $/bbl par rapport à fin février 2019. Après une hausse quasi-continue jusqu'en mai 2019, le prix a été principalement entraîné à la baisse par la perspective d'une offre abondante et d'une demande atone, dont le marché a guetté les signes de vigueur en surveillant notamment les avancées de l'accord commercial sino-américain. Tandis que la production américaine de pétrole de schiste a continué de croître toute l'année, l'OPEP et la Russie ont confirmé leur volonté de soutenir les cours par une réduction de production lors des sommets du 1er juillet et du 6 décembre. Ont été constatées quelques phases ponctuelles d'emballement des prix lors d'incidents au Moyen-Orient. Néanmoins, et malgré la signature de la phase 1 de l'accord commercial sino-américain le 15 janvier 2020, les prix du baril ont chuté à nouveau sur tout le début d'année 2020, plombés par les impacts sur la croissance et la demande en pétrole de la propagation de l'épidémie de coronavirus.

Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2021 a terminé le mois de février 2020 à 57,0 $/t, en baisse de 23,7 $/t par rapport au prix de clôture fin février 2019 du contrat 2020. Hormis quelques épisodes de hausse liés à la réduction de la production des mines d'extraction (grèves, effondrements, contrôles accrus, inondations ou protestations environnementales), le prix du charbon a décru régulièrement sur l'année 2019, puis début 2020. Le prix élevé du CO_2 couplé à un prix bas du gaz a favorisé en 2019 le recours aux moyens gaz pour la production d'électricité. La production d'électricité à partir de moyen charbon a ainsi reculé de près de 27 % en Europe en 2019 par rapport à 2018. Début janvier 2020, le prix a augmenté lorsque de fortes pluies ont rendu difficile l'extraction de charbon en Afrique du Sud et que l'Indonésie a annoncé réduire de 10 % ses exportations en 2020. Mais la tendance baissière a repris dès le milieu du mois de janvier, principalement sous l'effet de l'épidémie de coronavirus et les perspectives de croissance en baisse. Puisqu'elle impacte également la production domestique de charbon chinois, l'épidémie a ponctuellement joué à la hausse sur le cours, début février par exemple.

Le prix du certificat d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2020 a clôturé le mois de février à 23,6 €/t. Il s'était établi à 22,1 €/t fin février 2019 pour livraison en décembre 2019. Le cours du CO_2 a réagi tout au long de l'année 2019 aux différentes annonces en lien avec la fermeture de centrales au charbon allemandes et l'éventuelle annulation des quotas correspondants. Les rebondissements du Brexit ont également joué un rôle prépondérant sur le prix, générant une forte incertitude sur l'avenir des obligations des acteurs britanniques dans le système EU-ETS. Dans ce contexte, les enchères de quotas britanniques de 2019 avaient été suspendues. Après le vote du Brexit en décembre actant que les Britanniques participeraient à la restitution de 2020, le marché a donc surveillé début 2020 les annonces relatives à la remise aux enchères de ces quotas, craignant un afflux brutal de quotas en cas de mise aux enchères des volumes concentrée dans le temps. Affaiblis par l'impact sur la croissance de l'épidémie de coronavirus, les prix ont terminé le mois de février en baisse.

5.4 Perspectives

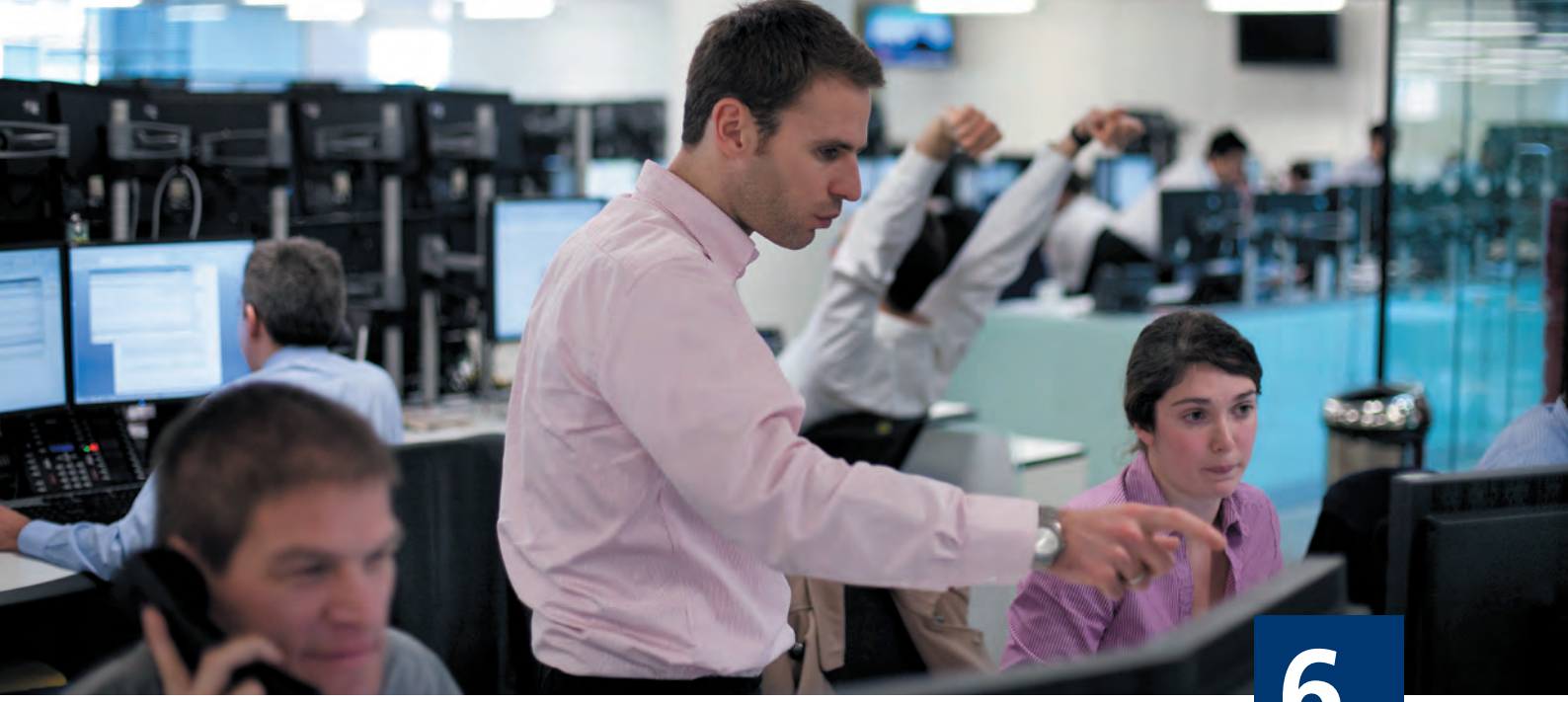
Objectifs 2020

- **EBE** [1] : compris entre 17,5 et 18,0 milliards d'euros ;
- **Charges opérationnelles** [2] : stables en $€_{2019}$;
- **Investissements net totaux** hors acquisitions et cessions du Groupe 2019-2020 : environ 15,5 milliards d'euros par an ;
- **Cession Groupe 2019-2020** [3] : entre 2 et 3 milliards d'euros ;
- **Endettement financier net/EBE** [1] : ≤ 2,6x ;
- **Taux de distribution cible du résultat net courant** [4] [5] : 45 % - 50 %.

Ambitions 2021

- **Endettement financier net/EBE** [1] : ≤ 2,7x ;
- **Taux de distribution cible du résultat net courant** [5] : 45 % - 50 %.

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2020 et d'hypothèses de production nucléaire France comprises entre 375 TWh et 390 TWh pour 2020.
(2) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre, norme et taux de change comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.
(3) L'objectif intègre l'exécution de l'option de vente des titres CENG en 2020. La réalisation de l'opération est susceptible d'être différée à 2021 en fonction du calendrier d'obtention des autorisations réglementaires.
(4) Avec l'État engagé à opter pour un paiement en actions pour le solde 2019 et au titre de l'exercice 2020.
(5) Ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisés en fonds propres.



6.

États financiers

SOMMAIRE

6.1 Comptes consolidés 278
Compte de résultat consolidé 278
État du résultat global consolidé 279
Bilan consolidé 280
Tableau de flux de trésorerie consolidé 281
Variation des capitaux propres consolidés 282

Annexe aux comptes consolidés 285

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 394

6.3 Comptes sociaux 399
Compte de résultat 399
Bilan 400
Tableau de flux de trésorerie 402

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 454

6.5 Politique de distribution de dividendes 457

6.6 Autres informations 458

6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bonds) émises par EDF 460

6.1 Comptes consolidés

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 7 mai 2020.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	*Notes*	2019 (1)	2018 (2)
Chiffre d'affaires	*7*	71 317	68 546
Achats de combustible et d'énergie	*8*	(35 091)	(33 056)
Autres consommations externes	*9*	(8 619)	(9 262)
Charges de personnel	*10*	(13 793)	(13 642)
Impôts et taxes	*11*	(3 798)	(3 690)
Autres produits et charges opérationnels	*12*	6 692	6 002
Excédent brut d'exploitation		**16 708**	**14 898**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	*13*	642	(224)
Dotations aux amortissements		(9 994)	(8 775)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(8)	(50)
(Pertes de valeur)/reprises	*14*	(403)	(290)
Autres produits et charges d'exploitation	*15*	(185)	(105)
Résultat d'exploitation		**6 760**	**5 454**
Coût de l'endettement financier brut	*16.1*	(1 806)	(1 712)
Effet de l'actualisation	*16.2*	(3 161)	(3 464)
Autres produits et charges financiers	*16.3*	4 606	378
Résultat financier	***16***	**(361)**	**(4 798)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**6 399**	**656**
Impôts sur les résultats	*17*	(1 581)	178
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	*26*	818	569
Résultat net des activités en cours de cession	*19*	(454)	(212)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**5 182**	**1 191**
Dont résultat net – part du Groupe		**5 155**	**1 177**
Résultat net des activités poursuivies		5 597	1 384
Résultat net des activités en cours de cession		(442)	(207)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**27**	**14**
Activités poursuivies		39	19
Activités en cours de cession		(12)	(5)
Résultat net part du Groupe par action en euros :	***20***		
Résultat par action		1,50	0,20
Résultat dilué par action		1,50	0,20
Résultat par action des activités poursuivies		1,65	0,27
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,65	0,27

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.3).

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités abandonnées est présenté sur la ligne distincte du compte de résultat « résultat net des activités en cours de cession » pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2018 est présenté en note 2.3.

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	2019 (1) Part du Groupe	2019 (1) Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2019 (1) Total	2018 Part du Groupe	2018 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2018 Total
Résultat net consolidé	**5 155**	**27**	**5 182**	**1 177**	**14**	**1 191**
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute (2)	818	(55)	763	34	(19)	15
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(367)	2	(365)	(89)	-	(89)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	2	-	2	(7)	-	(7)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	***453***	***(53)***	***400***	***(62)***	***(19)***	***(81)***
Écarts de conversion des entités contrôlées	732	357	1 089	(38)	(79)	(117)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	90	-	90	117	-	117
Écarts de conversion	***822***	***357***	***1 179***	***79***	***(79)***	***-***
Juste valeur des titres de dettes – variation brute (2)	293	-	293	(115)	-	(115)
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt	(93)	-	(93)	42	-	42
Juste valeur des titres de dettes – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	5	-	5	(1)	-	(1)
Variation de juste valeur des titres de dettes	***205***	***-***	***205***	***(74)***	***-***	***(74)***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	**1 480**	**304**	**1 784**	**(57)**	**(98)**	**(155)**
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute	(22)	-	(22)	(37)	-	(37)
Juste valeur des titres de capitaux propres – effets d'impôt	-	-	-	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	-	-	-	-	-	-
Variation de juste valeur des titres de capitaux propres	***(22)***	***-***	***(22)***	***(37)***	***-***	***(37)***
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute (3)	(2 501)	39	(2 462)	3 141	11	3 152
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(62)	(7)	(69)	(309)	(1)	(310)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(153)	-	(153)	69	-	69
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	***(2 716)***	***32***	***(2 684)***	***2 901***	***10***	***2 911***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	**(2 738)**	**32**	**(2 706)**	**2 864**	**10**	**2 874**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	**(1 258)**	**336**	**(922)**	**2 807**	**(88)**	**2 719**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	**3 897**	**363**	**4 260**	**3 984**	**(74)**	**3 910**
Dont résultat global des activités poursuivies	4 337	375	4 712	4 191	(69)	4 122
Dont résultat global des activités en cours de cession	(440)	(12)	(452)	(207)	(5)	(212)

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux titres de dettes et de capitaux propres et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 39.2 et 44.4.

(3) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 34.1.2.

Bilan consolidé

ACTIF

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2019*	31/12/2018
Goodwill	*21*	10 623	10 195
Autres actifs incorporels	*22*	9 350	9 918
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	*23*	58 413	56 515
Immobilisations en concessions des autres activités	*24*	6 860	7 339
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	*25*	89 099	78 252
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	*26*	6 414	8 287
Actifs financiers non courants	*39*	46 219	37 104
Autres débiteurs non courants	*29*	1 930	1 796
Impôts différés actifs	*17.3*	557	978
Actif non courant		**229 465**	**210 384**
Stocks	*27*	14 049	14 227
Clients et comptes rattachés	*28*	15 606	15 910
Actifs financiers courants	*39*	29 401	31 143
Actifs d'impôts courants		286	869
Autres débiteurs courants	*29*	6 881	7 346
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*40*	3 934	3 290
Actif courant		**70 157**	**72 785**
Actifs détenus en vue de leur vente	*46*	3 662	-
TOTAL DE L'ACTIF		**303 284**	**283 169**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2019*	31/12/2018
Capital	*30*	1 552	1 505
Réserves et résultats consolidés		44 914	42 964
Capitaux propres – part du Groupe		***46 466***	***44 469***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	*30.5*	9 324	8 177
Total des capitaux propres	***30***	**55 790**	**52 646**
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	*31*	55 583	49 204
Autres provisions pour déconstruction	*31*	1 573	2 033
Provisions pour avantages du personnel	*34*	20 539	17 627
Autres provisions	*31*	3 065	2 908
Provisions non courantes	***31***	***80 760***	***71 772***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	*36*	47 465	46 924
Passifs financiers non courants	*41*	57 002	52 129
Autres créditeurs non courants	*38*	4 928	4 896
Impôts différés passifs	*17.3*	2 295	1 987
Passif non courant		**192 450**	**177 708**
Provisions courantes	*31*	5 556	6 010
Fournisseurs et comptes rattachés	*37*	12 867	13 421
Passifs financiers courants	*41*	18 535	17 167
Dettes d'impôts courants		433	205
Autres créditeurs courants	*38*	16 610	16 012
Passif courant		**54 001**	**52 815**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	*46*	1 043	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**303 284**	**283 169**

* *Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).*

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	*Notes*	2019 [1]	2018 [2]
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt		**5 983**	**473**
Résultat avant impôt des sociétés en cours de cession		**(416)**	**(183)**
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**6 399**	**656**
Pertes de valeur/(reprises)		403	290
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		8 328	12 957
Produits et charges financiers		97	718
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		349	387
Plus ou moins-values de cession		(508)	(1 014)
Variation du besoin en fonds de roulement	*47.1*	452	470
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***15 520***	***14 464***
Frais financiers nets décaissés		(798)	(1 048)
Impôts sur le résultat payés		(922)	(309)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**13 800**	**13 107**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**222**	**257**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**14 022**	**13 364**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(456)	(484)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		293	1 261
Investissements incorporels et corporels	*47.2*	(16 709)	(16 016)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		94	577
Variations d'actifs financiers		1 294	(2 367)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(15 484)**	**(17 029)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**(166)**	**(136)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(15 650)**	**(17 165)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [3]		1 055	1 548
Dividendes versés par EDF	*30.3*	(58)	(511)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(155)	(183)
Achats/ventes d'actions propres		(14)	(3)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***828***	***851***
Émissions d'emprunts		9 080	5 711
Remboursements d'emprunts		(6 976)	(2 724)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	*3.3.2*	493	1 243
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	*3.3.3*	(1 280)	(1 329)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	*30.4*	(589)	(584)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		143	131
Subventions d'investissement reçues		543	351
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***1 414***	***2 799***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**2 242**	**3 650**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**(19)**	**(120)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**2 223**	**3 530**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		558	(272)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		37	1
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**595**	**(271)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**3 290**	**3 692**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		595	(271)
Incidence des variations de change		(5)	(95)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		17	13
Incidence des reclassements		37	(49)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	***40***	**3 934**	**3 290**

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.3).

(3) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2019, un montant de 968 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. (743 millions d'euros au 31 décembre 2018). Comprend également en 2018, un montant de 797 millions d'euros relatif à la cession de 49 % des titres de parcs éoliens d'EDF Renewables (voir note 3.5.1).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2019 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion [1]	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) [2]	Autres réserves consolidées et résultat [3]	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS D'IFRS 9 AU 01/01/2018	**1 464**	**(40)**	**136**	**(1 720)**	**41 517**	**41 357**	**7 341**	**48 698**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	79	(136)	2 864	2 807	(88)	2 719
Résultat net	-	-	-	-	1 177	1 177	14	1 191
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**79**	**(136)**	**4 041**	**3 984**	**(74)**	**3 910**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(584)	(584)	-	(584)
Émissions/rachats TSDI	-	-	-	-	(86)	(86)	-	(86)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 360)	(1 360)	(183)	(1 543)
Achats/ventes d'actions propres	-	(16)	-	-	-	(16)	-	(16)
Augmentation de capital d'EDF [4]	41	-	-	-	806	847	-	847
Autres variations [5]	-	-	-	-	327	327	1 093	1 420
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2018	**1 505**	**(56)**	**215**	**(1 856)**	**44 661**	**44 469**	**8 177**	**52 646**
Retraitements IFRIC 23 (voir note 2.2)	-	-	-	-	(10)	(10)	-	(10)
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS AU 01/01/2019	**1 505**	**(56)**	**215**	**(1 856)**	**44 651**	**44 459**	**8 177**	**52 636**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	822	658	(2 738)	(1 258)	336	(922)
Résultat net	-	-	-	-	5 155	5 155	27	5 182
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**822**	**658**	**2 417**	**3 897**	**363**	**4 260**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(589)	(589)	-	(589)
Émissions/rachats TSDI (voir notes 3.3.2 et 3.3.3)	-	-	-	-	(1 125)	(1 125)	-	(1 125)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(941)	(941)	(155)	(1 096)
Achats/ventes d'actions propres	-	(8)	-	-	-	(8)	-	(8)
Augmentation de capital d'EDF [6]	47	-	-	-	834	881	-	881
Autres variations [7]	-	-	-	-	(108)	(108)	939	831
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2019	**1 552**	**(64)**	**1 037**	**(1 198)**	**45 139**	**46 466**	**9 324**	**55 790**

(1) Les écarts de conversion varient de 822 millions d'euros au 31 décembre 2019 et sont principalement liés au GBP et au recyclage en résultat des réserves de conversion d'Alpiq à la suite de la cession du 28 mai 2019.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(4) En 2018, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2017 pour un montant de 847 millions d'euros.

(5) En 2018, les variations des réserves consolidées et des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent notamment l'effet de la cession de 49 % des parcs éoliens d'EDF Renewable. Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 743 millions d'euros et les effets de la cession de Dunkerque LNG pour (433) millions d'euros.

(6) En 2019, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2018 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 pour un montant de 881 millions d'euros (voir note 30.1).

(7) En 2019, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 967 millions d'euros.

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

Note 1 Référentiel comptable du Groupe 286
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 286
1.2 Évolutions du référentiel comptable 286
1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation 287

Note 2 Comparabilité des exercices 301
2.1 IFRS 16 – Contrats de location 301
2.2 IFRIC 23 – Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat 302
2.3 IFRS 5 – Projet de cession de l'activité E&P 302

Note 3 Événements et transactions significatifs 305
3.1 Développements dans le nucléaire 305
3.2 Plans de cession 307
3.3 Opérations de financement 307
3.4 Énergies renouvelables 308
3.5 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2018 309

Note 4 Évolutions réglementaires en France 310
4.1 Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et loi énergie climat 310
4.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – Tarifs bleus) 312
4.3 Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) 312
4.4 Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) 313
4.5 Mécanisme de capacité 314
4.6 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) 314
4.7 ARENH 315

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation 315

Note 6 Informations sectorielles 316
6.1 Informations par secteur opérationnel 316
6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 318

Compte de résultat 319

Note 7 Chiffre d'affaires 319

Note 8 Achats de combustible et d'énergie 319

Note 9 Autres consommations externes 320

Note 10 Charges de personnel 320
10.1 Charges de personnel 320
10.2 Effectifs moyens 320

Note 11 Impôts et taxes 321

Note 12 Autres produits et charges opérationnels 321
12.1 Subventions d'exploitation 321
12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations 321
12.3 Autres produits et charges 321

Note 13 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading 321

Note 14 Pertes de valeur/reprises 322
14.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations 322
14.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels 322

Note 15 Autres produits et charges d'exploitation 325

Note 16 Résultat financier 326
16.1 Coût de l'endettement financier brut 326
16.2 Effet de l'actualisation 326
16.3 Autres produits et charges financiers 326

Note 17 Impôts sur les résultats 327
17.1 Ventilation de la charge d'impôt 327
17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 327
17.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 328
17.4 Ventilation des impôts différés par nature 328

Note 18 Contrats de location 329

Note 19 Résultat des activités en cours de cession 329

Note 20 Résultat net et résultat net dilué par action 330

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres 330

Note 21 Goodwill 330
21.1 Variation des goodwill 330
21.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel 331

Note 22 Autres actifs incorporels 331

Note 23 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 332
23.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 332
23.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours) 332

Note 24 Immobilisations en concessions des autres activités 332
24.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités 332
24.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours) 333

Note 25 Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation 333
25.1 Valeur nette des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation 333
25.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et actifs au titre du droit d'utilisation) 334
25.3 Actifs au titre du droit d'utilisation 335

Note 26 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 335
26.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) 336
26.2 Taishan 336

Note 27 Stocks 337

Note 28 Clients et comptes rattachés 337
28.1 Créances échues/non échues 338
28.2 Opérations de mobilisation de créances 338
28.3 Information sur les actifs sur contrat 338

Note 29 Autres débiteurs 338

Note 30 Capitaux propres 339
30.1 Capital social 339
30.2 Actions propres 339
30.3 Distributions de dividendes 339
30.4 Instruments de capitaux propres 339
30.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 340

Note 31 Provisions 341

Note 32 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 341
32.1 Provisions nucléaires en France 342
32.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 349

Note 33 Autres provisions pour déconstruction 351

Note 34 Provisions pour avantages du personnel 351
34.1 Groupe EDF 351
34.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation) 353
34.3 Royaume-Uni 356

Note 35 Autres provisions 359

Note 36 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 359

Note 37 Fournisseurs et comptes rattachés 360

Note 38 Autres créditeurs 360
38.1 Avances et acomptes reçus 360
38.2 Dettes fiscales 360
38.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme 360
38.4 Autres dettes 360
38.5 Information sur les passifs sur contrat 361

Actifs et passifs financiers 362

Note 39 Actifs financiers courants et non courants 362
39.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants 362
39.2 Titres de dettes et de capitaux propres 362
39.3 Prêts et créances financières 363
39.4 Variation des actifs financiers hors dérivés 363

Note 40 Trésorerie et équivalents de trésorerie 364

Note 41 Passifs financiers courants et non courants 364
41.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers 364
41.2 Emprunts et dettes financières 365
41.3 Endettement financier net 368

Note 42 Autres informations sur les actifs et passifs financiers 369
42.1 Juste valeur des instruments financiers 369
42.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers 370

Note 43 Gestion des risques marchés et de contrepartie 371

Note 44 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 371
44.1 Couverture de juste valeur 372
44.2 Couverture de flux de trésorerie 372
44.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger 372
44.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres 372
44.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières 374

Note 45 Instruments dérivés non qualifiés de couverture 375
45.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction 375
45.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction 375
45.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture 376

Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 377

Note 46 Actifs et passifs detenus en vue de leur vente 377

Flux de trésorerie et autres informations 378

Note 47 Flux de trésorerie 378

47.1 Variation du besoin en fonds de roulement 378
47.2 Investissements incorporels et corporels 378
47.3 Décaissements relatifs aux contrats de location 378

Note 48 Actifs dédiés d'EDF 379

48.1 Réglementation 379
48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 379
48.3 Valorisation des actifs dédiés d'EDF 380
48.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme 380
48.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2019 381
48.6 Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France (ex-SOCODEI) 381

Note 49 Engagements hors bilan 382

49.1 Engagements donnés 382
49.2 Engagements reçus 385

Note 50 Passifs éventuels 386

50.1 Contrôles fiscaux 386
50.2 Litiges en matière sociale 386
50.3 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques 387
50.4 Edison – Vente d'Ausimont (site de Bussi) 387
50.5 Enedis – Quadlogic 387

Note 51 Parties liées 388

51.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 388
51.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 388
51.3 Rémuneration des organes d'administration et de direction 389

Note 52 Événements postérieurs à la clôture 389

Note 53 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2019 389

53.1 Sociétés consolidées par intégration globale 390
53.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes 391
53.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence 392
53.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt 392

Note 54 Honoraires des Commissaires aux comptes 393

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2019 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 13 février 2020. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 7 mai 2020.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du 31 décembre 2019 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2019. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2019.

1.2 Évolutions du référentiel comptable

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2019 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2018 à l'exception des changements ci-après :

1.2.1 IFRS 16 « Contrats de location »

La norme IFRS 16 « Contrats de location », applicable pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2019, a été adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017. Les principes de comptabilisation et d'évaluation désormais applicables aux contrats de location sont précisés dans la note 1.3.13 et les informations requises par la norme IAS 8 et la norme IFRS 16 sur les effets de son application par le Groupe sont détaillées en note 2.1.

1.2.2 IFRIC 23 « Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat »

Cette interprétation, adoptée le 23 octobre 2018 par l'Union européenne, est applicable aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019.

Elle clarifie l'application des dispositions d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » concernant la comptabilisation et l'évaluation de l'impôt, en présence d'une incertitude fiscale. Les méthodes applicables sont présentées en note 1.3.8 et les impacts sont décrits dans la note 2.2.

1.2.3 Améliorations annuelles des IFRS cycle 2015-2017

Ces améliorations, adoptées le 14 mars 2019 par l'Union européenne, contiennent des amendements à :

- IAS 23 « Coûts d'emprunt » : les emprunts spécifiques correspondants à un actif qualifié doivent être intégrés dans la base des emprunts généraux une fois que la construction de l'actif qualifié est achevée ;
- IFRS 3 et IFRS 11 : évaluation des intérêts détenus antérieurement dans une entreprise commune lors d'une prise de contrôle ;
- IAS 12 « Impôts sur le résultat » : comptabilisation de l'effet d'impôts sur les dividendes en résultat.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.4 Amendements à IAS 19 « Modification, réduction ou liquidation d'un régime »

Ces amendements ont été adoptés le 13 mars 2019 par l'Union européenne. Ils clarifient le fait qu'en cas de modification, réduction ou liquidation de régime intervenant en cours d'exercice, une société doit mettre à jour ses hypothèses actuarielles à la date du changement, pour évaluer et comptabiliser le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies à compter de la date du changement pour la portion restante de l'exercice.

Les dispositions de ces amendements ont été mises en œuvre par le Groupe dans le cadre de la liquidation du plan de retraite américain du secteur Framatome et n'ont pas entraîné d'impact significatif sur les comptes du Groupe (voir note 34.1.1).

1.2.5 Amendements à IAS 28 « Intérêts à long terme dans une entreprise associée ou une coentreprise »

Ces amendements ont été adoptés le 8 février 2019 par l'Union européenne. Ils précisent que l'entité doit appliquer en premier lieu IFRS 9 « Instruments financiers » pour la dépréciation des autres intérêts dans une entreprise associée ou une coentreprise, qui constituent une partie de sa participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise, mais auxquels la méthode de la mise en équivalence n'est pas appliquée.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.6 Amendements à IFRS 9 « Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative »

Ces amendements, adoptés le 22 mars 2018 par l'Union européenne, permettent, sous conditions, que des actifs financiers remboursables sur option par anticipation et entraînant alors une rémunération négative puissent être évalués au coût amorti.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.7 Textes publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Amendements à IFRS 3 « Regroupement d'entreprises : Définition d'une entreprise » publié le 22 octobre 2018

Ces textes seraient applicables aux regroupements réalisés à compter du 1er janvier 2020. Ils visent à clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises et une acquisition d'actifs.

À date, le Groupe n'anticipe pas d'impact pouvant résulter de l'application de ces amendements.

1.2.8 Autres décisions : règlement physique des contrats pour acheter ou vendre un élément non-financier (IFRS 9 « Instruments financiers »)

L'IFRS Interpretations Committee a publié en mars 2019 une décision qui traite du mode de comptabilisation des contrats particuliers d'achat ou de vente futurs d'un élément non financier à un prix fixe. Cette décision n'a pas d'impact sur la pratique actuelle du Groupe, ni sur la présentation de ses états financiers.

1.2.9 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2020

Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7

Le Groupe s'est organisé pour une transition progressive vers les taux sans risque (RFR alternatifs[1]), en associant les fonctions finance, juridique, risques et informatique ainsi que l'ensemble des entités. En parallèle, le Groupe reste attentif aux travaux de place et publications des différentes instances et plus particulièrement au niveau de l'IFRIC et de l'IASB concernant les potentiels effets sur la comptabilité de couverture.

À date, le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel pouvant résulter de l'application de ces amendements.

1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.3.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers du Groupe en France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Le réacteur 1 de la centrale de Tricastin a été recouplé au réseau le 23 décembre 2019, après sa quatrième visite décennale. Il s'agit de la première tranche du palier 900 MW à franchir cette étape au-delà de 40 *ans.*

Comme indiqué en note 4.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier prospectivement la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'effet sur les dotations aux amortissements annuels, qui dépendra des tranches qui seront retenues, serait peu significatif.

1.3.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Comme indiqué en note 4.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier le montant des provisions nucléaires associées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'impact sur les provisions nucléaires pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2019 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat du Groupe.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 32.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

1.3.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2019 sont détaillées en note 34. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2019 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 34.

1.3.2.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révise ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 14.

(1) Les Risk-Free Rates ou RFR alternatifs ont vocation à devenir les nouveaux indices de référence standards pour pallier la disparition des indices de référence critiques.

1.3.2.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.2.6 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 1.3.12.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.22. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.9 Autres jugements

- Dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement.

  Notamment, EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 48.3). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion, qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.

  D'autre part, le Groupe détient depuis 2014, *via* sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (*via* Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.
- En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.3 Méthodes de consolidation

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 53.

1.3.3.1 Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat.

1.3.3.3 Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de Jera Global Markets, co-détenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebs-gesellschaft GmbH (FSG).

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

1.3.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire, qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

En application de l'interprétation IFRIC 22, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client) ;
- la prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

Par ailleurs, le chiffre d'affaires inclut les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*) qui entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées pour le montant de la marge réalisée.

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

- **Dispositif français** : La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er janvier 2017.

  D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

  Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

  Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables) et en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

  Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

  - les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
  - la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; toutefois l'ARENH intègre depuis début 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
  - les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;

- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
  - acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

- **Dispositif britannique** : Le mécanisme, instauré en 2014, repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire de réseau « National Grid » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. L'année de livraison couvre la période du 1er octobre au 30 septembre. Les exploitants de capacité, qui ont acquis des certificats sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité.

  Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

  EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

  Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est reconnue en charge sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

  Le 15 novembre 2018, le mécanisme de capacité au Royaume-Uni a été suspendu suite à une décision de la Cour de justice Européenne indiquant que ce mécanisme n'était pas conforme aux dispositions européennes en matière d'aides d'État. Aucun chiffre d'affaires n'avait ainsi été reconnu à ce titre sur la période de suspension relative à 2018.

  Le 24 octobre 2019, à l'issue d'une enquête approfondie, la Commission européenne a de nouveau approuvé, au regard des règles de l'UE en matière d'aides d'État, le mécanisme de capacité britannique. Cette décision a autorisé la reprise des paiements en suspens depuis novembre 2018. En 2019, les fournisseurs d'électricité ont dû procéder au paiement rétroactif de leur obligation de capacité et les producteurs d'électricité ont reconnu en chiffre d'affaires l'intégralité des revenus relatifs à la période suspendue dont l'encaissement est intervenu en janvier et février 2020.

- **Dispositif italien** : Un mécanisme de capacité a été mis en place en 2019 dont les règles ont été approuvées par un décret du ministère du Développement Économique du 28 juin 2019.

  Ce mécanisme repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères. Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

  L'opérateur sélectionné a l'obligation de mettre à disposition ses capacités sur le marché *day-ahead* (*Mercato del Giorno Prima*) et sur le marché d'ajustement (*Mercato per il Servizo di Dispacciamento*). Dans l'hypothèse où le prix de vente sur ces marchés s'établit à un prix supérieur à un prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à TERNA.

  Deux enchères ont été organisées en 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023 et EDISON a été retenu à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 3,3 GW pour 2023 à un prix annuel de 75 000 €/MW pour les nouvelles installations et 33 000 €/MW pour les capacités existantes.

  La prime fixe sera reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des reversements à TERNA ou en cas d'indisponibilité de la capacité.

1.3.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scenarii envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction, qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des titres de dettes ou de capitaux propres.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

1.3.9 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1er janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous :

- à la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill ;
- les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction ;

- toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- en cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- en cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IFRS 9 ;
- les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation ;
- les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1er janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

1.3.10 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.10.1 Goodwill

1.3.10.1.1 Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
  - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
  - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
  - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ; et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

1.3.10.1.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.14.

1.3.10.2 Autres actifs incorporels

1.3.10.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible.

1.3.10.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit Of Production method* – UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.10.2.3) ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux – voir note 1.3.26) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.12.2.4) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudiériste nucléaire et de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité.

1.3.10.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

Ces activités concernent les activités E&P en cours de cession (voir note 2.3).

1.3.11 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.11.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt » ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.20) ;

- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.3.20).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée, qui lui est propre.

1.3.11.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans ;
- centrales thermiques à flamme : 25 à 45 ans ;
- installations de production nucléaire :
  - France : 40 à 50 ans,
  - autres pays : 35 à 60 ans ;
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 60 ans ;
- installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans ;
- autres installations générales : 10 à 20 ans.

1.3.12 Contrats de concession

1.3.12.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions hors production et distribution de chaleur, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants, qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.12.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de quatre types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport dont le concédant est l'État ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

1.3.12.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de service public. À cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Énergie – AODE) organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

Modèles de contrat

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007), négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et EDF a été approuvé par les pouvoirs publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession, qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

Traitement comptable

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concession de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.12.2.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…) pour les concessions initiales et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs…).

Les actifs utilisés dans le cadre des contrats de concession, qu'il s'agisse des biens concédés ou des biens du domaine propre, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 12 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », ainsi définis par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

1.3.12.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de CTE au bilan consolidé du Groupe, actionnaire à 100 % de RTE.

1.3.12.2.4 Concession de production et de distribution de chaleur

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

1.3.12.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

1.3.13 Contrats de location

À compter du 1er janvier 2019, les règles et méthodes comptables du Groupe ont fait l'objet de modifications présentées ci-après. Ces règles comptables ne s'appliquent qu'à la comptabilisation des contrats de location sur l'exercice 2019, étant donné que sur l'exercice comparatif 2018, les dispositions de la norme IAS 17 restent en vigueur.

Selon la norme IFRS 16, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

1.3.13.1 Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur selon IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier, et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe a choisi d'appliquer les exemptions de comptabilisation permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Si le Groupe réalise une opération de cession-bail – consistant à vendre un bien à un tiers pour le reprendre en location en tant que preneur – qualifiée de vente au sens de la norme IFRS 15, l'actif au titre du droit d'utilisation consécutif au bail est évalué sur la base de la valeur comptable antérieure du bien, à laquelle s'applique le ratio représentant la proportion du droit d'utilisation conservée par le Groupe. De même, le produit de cession résultant de la vente du bien par le Groupe se rapporte uniquement à la proportion du droit d'utilisation effectivement cédée au tiers. La dette locative n'est quant à elle ajustée que si les conditions de vente ou de prise à bail ne reflètent pas les valeurs de marché.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 49.1.1, portent sur :

- les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf < 5 000 dollars) ;
- les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

1.3.13.2 Comptabilisation d'un contrat de location en tant que bailleur

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

1.3.14 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affecté.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein ou bien d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment. Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
  - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif :
    - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
    - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
  - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :
  - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels et pour chaque énergie, dans le cadre d'un processus mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnections, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS ou encore Wood Mackenzie, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents) ;
- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, le cas échéant dès l'horizon du PMT, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et la part de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

Les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.15 Actifs et passifs financiers

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. En application de la norme IFRS 9, lors de leur comptabilisation initiale, les actifs financiers sont classés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Au sein du Groupe, les actifs financiers comprennent les titres de capitaux propres (en particulier les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les instruments financiers affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 48.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction, qui sont systématiquement classés en courant.

1.3.15.1 Modalités d'évaluation et de classification des actifs et passifs financiers

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En règle générale, les méthodes de valorisation retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs.

1.3.15.1.1 Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- certains titres de participation dans les sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à des intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de

ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de la comptabilisation initiale, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers.

1.3.15.1.2 Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération s'il s'agit :

- d'actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- d'instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- de titres de dettes ne répondant pas au modèle de gestion de collecte des flux de trésorerie et aux caractéristiques contractuelles du test SPPI. Sont principalement concernées les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), qui sont des titres de dettes ne répondant pas au test SPPI, indépendamment du modèle de gestion.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (*trading*) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur de certaines opérations relatives aux matières premières, hors activité de *trading*, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IFRS 9 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IFRS 9 (voir note 1.3.15.3).

1.3.15.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.15.1.4 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.15.3.3 (A)), les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette ou de l'emprunt financier.

1.3.15.2 Dépréciation d'actifs financiers évalués à la juste valeur par autres éléments du résultat global ou au coût amorti

IFRS 9 établit un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*).

Pour les titres du portefeuille obligataire, le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « catégorie d'investissement ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « catégorie d'investissement ». Dès lors, l'augmentation significative du risque de défaillance peut conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

1.3.15.3 Instruments financiers dérivés

1.3.15.3.1 Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IFRS 9.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

Le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des passifs financiers ou des éléments non financiers, afin d'identifier d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat et fait l'objet d'une comptabilisation séparée à la juste valeur dès la mise en place du contrat.

1.3.15.3.2 Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net (voir note 1.3.15.3.3).

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de *trading*, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

1.3.15.3.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture :

- la relation de couverture ne comprend que des instruments de couverture et des éléments couverts éligibles ;
- la relation de couverture fait l'objet dès son origine d'une désignation formelle et d'une documentation structurée ;
- la relation de couverture satisfait aux contraintes d'efficacité de la couverture notamment le respect du ratio de couverture.

En ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques initialement documentés ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient les typologies de couverture suivantes :

(A) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

Certains emprunts et dettes financières font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux) en application de la comptabilité de couverture.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif acquis.

(C) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

1.3.15.4 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.15.5 Opérations de mobilisation de créances

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

1.3.16 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

1.3.16.1 Combustible nucléaire

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication…).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.3.16.2 Autres stocks

Sont enregistrés dans les autres comptes de stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.26) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France, voir note 1.3.7).

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

1.3.17 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit.

1.3.18 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

1.3.19 Capitaux propres

1.3.19.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres et de certains instruments de couverture.

1.3.19.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.19.3 Actions propres

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.3.19.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement, qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal par exemple). La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles, qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes (voir notes 3.3.2, 3.3.3 et 30.4).

1.3.20 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.3.20.1 Provisions liées à la production nucléaire

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs).

  Les charges pour derniers cœurs correspondent d'une part, au coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 32.

1.3.20.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux hors impôt sur les sociétés ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux et pertes à terminaison ;

- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de service :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes sur contrats de prestations de service liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution du contrat et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de certificats d'énergie renouvelable, de Certificats d'Économies d'Énergie, par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.26).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionné dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

1.3.21 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

1.3.21.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
  - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
  - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
  - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
  - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
  - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
  - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.21.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

1.3.21.2.1 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, Enedis, sous-groupe CTE, Électricité de Strasbourg, EDF PEI et certaines filiales du sous-groupe Dalkia.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la Sécurité sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et Engie (ex-GDF SUEZ) correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents, qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 – § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;

- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.3.21.2.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG (*British Energy Generation Group*) affilié à l'ESPS (*Electricity Supply Pension Scheme*), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*) affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'a pas accepté depuis de nouveaux affiliés ;
- le plan de retraite EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation est ouverte aux nouveaux entrants.

En 2016, EDF Energy a mis en place un nouveau régime à prestations définies au sein du plan de retraite EEPS : EEPS CARE (*Career Average Re-valued Earnings*). Dans ce nouveau régime, les pensions sont calculées sur la base d'un salaire de référence correspondant à la moyenne des salaires acquis tout au long de la carrière du bénéficiaire, revalorisée de l'inflation. En 2017, un nouveau régime CARE a également été mis en place au sein du plan de retraite BEGG, ouvert aux nouveaux salariés des activités de production nucléaire. Les dispositions de ce régime sont identiques à celles du régime équivalent du plan de retraite EEPS. Sur les autres plans, les pensions restent calculées sur la base du dernier salaire de référence du bénéficiaire.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans est externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (*Trusts*) dont les membres (*trustees*), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees*, définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

1.3.21.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.22 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler). Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens réputés financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession, (modèle de cahier des charges de 1992). Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
  - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,4 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 3,7 % (taux d'inflation de 1,6 % et taux d'actualisation de 4,00 % au 31 décembre 2018) ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 3,7 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'Enedis d'une telle simulation pour l'exercice 2019 :

IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)	2019
Résultat d'exploitation	2 388
Résultat financier	(637)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	1 751

IMPACTS BILAN – CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)	2019
À l'ouverture	1 251
À la clôture	3 003

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.23 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.24 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

1.3.25 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 1.3.21) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 48 – et au Royaume-Uni – voir note 32.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes régulatoires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires…). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir notes 1.3.12 et 1.3.22) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni, Taishan (TNPJVC) en Chine et CENG aux États-Unis) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 41.2.6) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 40).

1.3.26 Environnement

1.3.26.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1er janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Les droits et les obligations rattachés à ce dispositif sont revus périodiquement.

La troisième période, du 1er janvier 2013 à 31 décembre 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et Luminus (ex EDF Luminus).

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistent dans le Groupe :

- les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en « Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts » :
  - à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,
  - pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués gratuitement de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêté.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêté.

Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêté, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis, qui seront à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

1.3.26.2 Certificats d'énergie renouvelable

En application de la directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable à restituer (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison et Luminus).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
  - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
  - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,
  - dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
    - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et
    - une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IFRS 9 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.26.3 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par la législation, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Ces derniers pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. À défaut de pouvoir engager ces actions, la provision est évaluée au coût des pénalités.

1.3.26.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents…) ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Note 2 Comparabilité des exercices

2.1 IFRS 16 – Contrats de location

La norme IFRS 16 « Contrats de location », adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017, est d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019.

Le Groupe a opté pour la méthode rétrospective dite « modifiée » qui consiste à comptabiliser l'effet cumulé de la première application de la norme comme un ajustement des capitaux propres à la date de première application, à savoir au 1er janvier 2019. Cette méthode prévoit la comptabilisation d'un passif égal aux loyers résiduels actualisés, en contrepartie d'un actif au titre du droit d'utilisation ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer. Le Groupe a choisi la méthode d'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à un montant égal à celui du passif de loyers.

L'information comparative présentée dans les états primaires et dans les notes annexes n'est pas retraitée des impacts de la mise en place de la norme.

Le taux d'actualisation moyen pondéré appliqué par le Groupe pour le calcul de la dette locative au 1er janvier 2019 sur la durée résiduelle des contrats ressort à 1,61 % (voir note 1.3.13).

Le Groupe a choisi d'appliquer les exemptions de comptabilisation permises par la norme et mentionnées dans la note 1.3.13.1 et de ne pas réapprécier les accords précédemment qualifiés de contrats de location ou de prestation de services en application d'IFRIC 4 à la date de première application.

2.1.1 Impact à la transition au 1er janvier 2019

En application de la méthode rétrospective modifiée, la mise en œuvre de la norme à la date de transition se traduit par un impact sur l'endettement financier net et par la reconnaissance d'un actif au titre du droit d'utilisation de 4 492 millions d'euros.

Les écarts entre les engagements de location simple présentés en application d'IAS 17 au 31 décembre 2018 et la dette locative estimée selon IFRS 16 concernant ces mêmes contrats au 1er janvier 2019 s'expliquent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	01/01/2019
Engagements de location simple en tant que preneur au 31/12/2018 (note 49.1.1.3)	**4 375**
Contrats non comptabilisés en application des exemptions d'IFRS 16 et autres	(105)
Différences dans les durées retenues liées aux options de résiliation et de prolongation dont l'exercice est raisonnablement certain	1 125
Contrats signés en 2018 pour un actif disponible après le 1er janvier 2019	(329)
Dette locative non actualisée au titre d'IFRS 16 au 01/01/2019	**5 066**
Effet de l'actualisation	(574)
Dette locative actualisée au titre d'IFRS 16 au 01/01/2019	**4 492**

Ce montant de droit d'utilisation et de dette locative vient s'ajouter aux immobilisations financées par location financement au 31 décembre 2018 de 96 millions d'euros (voir note 25) et à la dette de location financement de 324 millions d'euros (voir note 41.2.1).

2.1.2 Impacts sur les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2019

Au 31 décembre 2019, la valeur nette de l'actif au titre du droit d'utilisation s'élève à 4 333 millions d'euros et le montant de la dette liée à l'obligation locative à 4 510 millions d'euros. En 2019, la charge d'amortissement de l'actif au titre du droit d'utilisation s'élève à (660) millions d'euros et les intérêts de la dette liés à l'obligation locative à (85) millions d'euros.

Pour information, sur la base des calculs effectués par le Groupe, la mise en œuvre d'IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée aurait eu un impact positif de l'ordre de 517 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de l'exercice 2018 (incluant une annulation partielle de plus-value de cessions réalisées pour (166) millions d'euros). Le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative.

2.2 IFRIC 23 – Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat

En application de la méthode partiellement rétrospective, la mise en œuvre de l'interprétation IFRIC 23 à la date de transition se traduit par un impact non significatif sur les passifs d'impôt (10 millions d'euros) en contrepartie des capitaux propres, sans retraitement de l'information comparative.

Par ailleurs, suite à la décision de l'IFRIC de septembre 2019 relative à la présentation des positions fiscales incertaines, le Groupe a reclassé en impôt différé passif les montants précédemment présentés en provision pour risques fiscaux.

2.3 IFRS 5 – Projet de cession de l'activité E&P

Le Conseil d'administration d'EDF du 28 juin 2019 et le Conseil d'administration d'Edison du 3 juillet ont validé l'offre de rachat de la participation du Groupe dans l'activité « Exploration et Production » (E&P) d'Edison. Ainsi, le 4 juillet 2019, Edison a annoncé la signature de l'accord avec la société Energean Oil and Gas portant sur la cession de 100 % des activités Exploration et Production (E&P) d'Edison ainsi que de ses filiales spécialisées dans l'exploration et la production d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel).

Dans l'accord, le prix de cession se base sur une valeur d'entreprise de 750 millions de dollars, avec un versement supplémentaire de 100 millions de dollars qui s'appliquera à la mise en service du projet gazier Cassiopea en Italie. Edison aura également droit à des redevances liées aux futurs développements en Égypte, ce qui porterait le cas échéant la valeur totale à près de 1 milliard de dollars. L'accord prévoit le transfert de toutes les obligations de déconstruction à l'acheteur.

Edison Exploration and Production gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international. Edison E&P possède notamment un portefeuille d'environ 90 licences dans 9 pays de la Méditerranée et du nord de l'Europe, ce qui correspond à une production sous quota de 49 000 barils par jour à fin décembre 2018.

Le 23 décembre 2019, Edison a communiqué que l'opération de cession à Energean Oil and Gas annoncée le 4 juillet 2019 restait en attente d'obtention des autorisations gouvernementales. Edison a également précisé avoir été invité par les autorités algériennes à discuter un accord avec Sonatrach pour ce qui concerne les actifs E&P localisés en Algérie.

Edison and Energean collaborent et confirment l'objectif de conclure la transaction au plus tôt en 2020.

2.3.1 Présentation dans les comptes consolidés de l'activité E&P

Edison étant la seule entité du Groupe à exercer cette activité, qui constitue, par ailleurs, une part importante du secteur opérationnel « Italie », la cession de l'activité « E&P » est qualifiée d'activité abandonnée au sens de la norme IFRS 5 à compter du 1er janvier 2019.

Ainsi, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte du compte de résultat pour les périodes publiées. De la même manière, au niveau du tableau de flux de trésorerie, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession est inscrite sur une ligne distincte pour les périodes publiées.

Suite à l'application d'IFRS 5 et sur la base des conditions de l'offre, les montants des actifs et passifs de l'activité E&P d'Edison, arrêtés au 31 décembre 2019, sont présentés sur une ligne distincte du bilan consolidé. Une présentation détaillée des postes composant les actifs et passifs de cette activité en cours de cession figure en note 46. Les effets sur le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe de l'application d'IFRS 5 au 31 décembre 2018 sont présentés ci-dessous.

Sur la base de la valeur nette consolidée de l'activité E&P au 31 décembre 2019 et d'un prix de cession de l'offre indicative de rachat, une perte de valeur d'un montant de (513) millions d'euros a été constatée sur l'exercice (voir note 19), intégrée sur la ligne « résultat net des activités en cours de cession ».

2.3.2 Impacts sur le compte de résultat 2018

(en millions d'euros)	**2018 publié**	**Impact IFRS 5**	**2018 retraité**
Chiffre d'affaires	68 976	(430)	68 546
Achats de combustible et d'énergie	(33 012)	(44)	(33 056)
Autres consommations externes	(9 364)	102	(9 262)
Charges de personnel	(13 690)	48	(13 642)
Impôts et taxes	(3 697)	7	(3 690)
Autres produits et charges opérationnels	6 052	(50)	6 002
Excédent brut d'exploitation	**15 265**	**(367)**	**14 898**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	(224)	-	(224)
Dotations aux amortissements	(9 006)	231	(8 775)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(50)	-	(50)
(Pertes de valeur)/reprises	(598)	308	(290)
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	-	(105)
Résultat d'exploitation	**5 282**	**172**	**5 454**
Coût de l'endettement financier brut	(1 716)	4	(1 712)
Effet de l'actualisation	(3 486)	22	(3 464)
Autres produits et charges financiers	393	(15)	378
Résultat financier	**(4 809)**	**11**	**(4 798)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**473**	**183**	**656**
Impôts sur les résultats	149	29	178
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	569	-	569
Résultat net des activités en cours de cession	-	(212)	(212)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**1 191**	**-**	**1 191**
Dont résultat net – part du Groupe	**1 177**	**-**	**1 177**
Résultat net des activités poursuivies	1 177	207	1 384
Résultat net des activités en cours de cession	-	(207)	(207)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**14**	**-**	**14**
Activités poursuivies	14	5	19
Activités en cours de cession	-	(5)	(5)

2.3.3 Impacts sur le tableau de flux de trésorerie 2018

(en millions d'euros)	2018 publié	Impact IFRS 5	2018 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôts	**473**	**-**	**473**
Résultat avant impôt des sociétés en cours de cession	**-**	**(183)**	**(183)**
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**473**	**183**	**656**
Pertes de valeur/(reprises)	598	(308)	290
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	13 180	(223)	12 957
Produits et charges financiers	729	(11)	718
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	387	-	387
Plus ou moins-values de cession	(1 014)	-	(1 014)
Variation du besoin en fonds de roulement	462	8	470
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités poursuivies	***14 815***	***(351)***	***14 464***
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités en cours de cession	**-**	***351***	***351***
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	***14 815***	**-**	***14 815***
Frais financiers nets décaissés	(1 062)	14	(1 048)
Impôts sur le résultat payés	(389)	80	(309)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies	**13 364**	**(257)**	**13 107**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession	**-**	**257**	**257**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**13 364**	**-**	**13 364**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise	(484)	-	(484)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée	1 261	-	1 261
Investissements incorporels et corporels	(16 186)	170	(16 016)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	611	(34)	577
Variations d'actifs financiers	(2 367)	-	(2 367)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies	**(17 165)**	**136**	**(17 029)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession	**-**	**(136)**	**(136)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(17 165)**	**-**	**(17 165)**
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF	-	-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	1 548	-	1 548
Dividendes versés par EDF	(511)	-	(511)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(183)	-	(183)
Achats/ventes d'actions propres	(3)	-	(3)
Flux de trésorerie avec les actionnaires	***851***	**-**	***851***
Émissions d'emprunts	5 711	-	5 711
Remboursements d'emprunts	(2 844)	120	(2 724)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	1 243	-	1 243
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 329)	-	(1 329)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	-	(584)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	131	-	131
Subventions d'investissement reçues	351	-	351
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	***2 679***	***120***	***2 799***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies	**3 530**	**120**	**3 650**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession	**-**	**(120)**	**(120)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**3 530**	**-**	**3 530**
Flux de trésorerie des activités poursuivies	(271)	(1)	(272)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	-	1	1
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(271)**	**-**	**(271)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**3 692**	**-**	**3 692**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(271)	-	(271)
Incidence des variations de change	(95)	-	(95)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	13	-	13
Incidence des reclassements	(49)	-	(49)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**3 290**	**-**	**3 290**

Note 3 Événements et transactions significatifs

En complément du projet de cession de l'activité E&P présentée en note 2.3, les autres principaux évènements et transactions significatifs sont les suivants :

3.1 Développements dans le nucléaire

3.1.1 EPR de Flamanville 3

Préambule : les développements ci-dessous doivent être lus de façon conjointe avec les rappels au titre de 2018 présentés en note 3.5.3.

Le 11 avril 2019, EDF [1] a annoncé prendre connaissance de l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture [2] de l'EPR de Flamanville, émis le 11 avril 2019.

L'ASN avait en effet réuni le 9 avril 2019 le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) dans le cadre de son instruction de ces écarts :

- EDF avait remis à l'ASN le 3 décembre 2018 un dossier technique sur les modalités de réparation et de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal qui présentaient des écarts vis-à-vis de l'exigence d'exclusion de rupture ainsi que sur la démarche de justification spécifique pour les 8 soudures dites de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur ;
- ce dossier a fait l'objet d'une instruction par l'ASN, avec l'appui technique de l'IRSN ;
- c'est sur cette base que les discussions ont été menées en réunion du GP ESPN, en présence d'EDF qui a présenté l'historique des faits, leur analyse et les modalités de traitement des écarts. EDF s'est attachée à répondre à toutes les questions du Groupe Permanent pour l'instruction technique de ce dossier.

EDF a alors indiqué que les recommandations formulées et les pistes de solution suggérées par le Groupe Permanent pourraient impacter le calendrier de mise en service et le coût de construction et que le Groupe poursuivrait ses échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui devait se prononcer quelques semaines plus tard sur la suite donnée à l'instruction de ce dossier.

En conséquence le Groupe avait indiqué qu'un point précis sur le calendrier et le coût de construction de l'EPR de Flamanville serait effectué après la publication de l'avis de l'ASN.

Le 20 juin 2019 [3], EDF a annoncé prendre connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dans son courrier daté du 19 juin 2019 relatif aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville.

Dans ce courrier, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) demandait à EDF de reprendre les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel d'exclusion de rupture.

Le 26 juillet 2019 [4], EDF a annoncé que trois scénarios de remise à niveau des soudures de traversée étaient à l'étude et qu'après instruction détaillée des trois scénarios et échanges avec l'ASN, le Groupe communiquerait dans les prochains mois sur les implications du scénario retenu en termes de planning et de coût. Le Groupe a alors indiqué que la mise en service ne pouvait être envisagée avant fin 2022.

Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre à EDF [5] une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. L'objectif est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

Au vu de cette stratégie de reprise des soudures de traversées, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR de Flamanville.

Dans ce contexte, le Groupe a été amené à ajuster le calendrier et l'estimation du coût de construction de l'EPR de Flamanville [6].

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros [7] soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces coûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation [8] et non en immobilisation. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022. Pour 2020, l'impact sur le résultat net part du Groupe est estimé, toutes choses égales par ailleurs, à (0,4) milliard d'euros, sans affecter le résultat net courant.

Sur le site, le processus de remise à niveau des 58 soudures situées sur le circuit secondaire présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit.

En parallèle, la deuxième phase des essais dits « à chaud » a débuté le 21 septembre 2019. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

3.1.2 Écart relatif au référentiel technique de fabrication par Framatome de composants de réacteurs nucléaires

EDF a été informée par Framatome [9] d'un écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires. Cet écart, lié aux performances du procédé mis en œuvre à la fabrication, porte sur le non-respect de plages de températures sur certaines zones, lors d'opérations manufacturières dites de traitement thermique de détensionnement, réalisées sur certaines soudures de générateurs de vapeur. Il concerne des matériels en service et des matériels neufs qui ne sont pas encore en service ou installés sur un site.

Le 9 septembre 2019, EDF a informé l'Autorité de sûreté nucléaire de ses premières analyses concernant l'écart relatif à un procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique (TTD) de certains équipements de réacteurs nucléaires.

Le travail mené depuis par EDF et Framatome [10] pour recenser les matériels et les réacteurs concernés et en confirmer l'aptitude au service a permis d'identifier 18 générateurs de vapeur (GV) installés sur six réacteurs en exploitation : les réacteurs n° 3 et 4 de Blayais, le réacteur n° 3 de Bugey, le réacteur n° 2 de Fessenheim, le réacteur n° 4 de Dampierre-en-Burly, ainsi que le réacteur n° 2 de Paluel.

(1) *Cf.* communiqué de presse du 11 avril 2019.
(2) « L'exclusion de rupture » est un très haut standard de qualité qui va au-delà de la réglementation ESPN. Elle implique un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service de certains matériels. Ce renforcement doit être suffisant pour considérer que la rupture de ces matériels est extrêmement improbable. Ce standard permet de ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de ces tuyauteries dans la démonstration de sûreté de l'installation.
(3) *Cf.* communiqué de presse du 20 juin 2019.
(4) *Cf.* communiqué de presse du 26 juillet 2019.
(5) *Cf.* communiqué de presse du 9 octobre 2019.
(6) La problématique de l'écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires par Framatome (procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique – TTD) qui concerne notamment les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3 est exposée en note 3.1.2.
(7) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.
(8) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise.
(9) *Cf.* communiqué de presse du 10 septembre 2019.
(10) *Cf.* communiqué de presse du 18 septembre 2019.

Concernant les équipements non encore en service, sont concernés les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3, ainsi que 3 générateurs de vapeur neufs non encore installés destinés à la réalisation des chantiers de remplacement des générateurs de vapeur des réacteurs n° 5 et 6 de Gravelines.

À la suite de la publication du 24 octobre 2019 par l'ASN de la note d'information « Écart de fabrication chez Framatome : traitement thermique de détensionnement des soudures », EDF [1] a acté que les réacteurs concernés peuvent continuer à fonctionner en l'état et que les contrôles nécessaires au traitement des écarts ne nécessitent aucune mise à l'arrêt de réacteur. Des contrôles physiques ont été réalisés sur les joints concernés des générateurs de vapeur neufs lors de leur montage à Gravelines 5, de générateurs de vapeur de réacteurs en exploitation lors de leur arrêt pour rechargement de combustible (Blayais 4, Paluel 2 et Dampierre 4) et du générateur de vapeur de Fessenheim 2. Ces mêmes contrôles seront réalisés sur les joints concernés des réacteurs en exploitation lors des prochains arrêts programmés pour rechargement de combustible avant la fin du premier semestre 2020 (Bugey 3 et Blayais 3), sans que la conduite de ces contrôles n'implique d'anticiper, à ce stade, une durée plus longue pour ces arrêts.

3.1.3 Hinkley Point C

En juin 2019, le projet HPC a atteint le jalon J-0 (soit l'achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité n° 1) et conformément au planning annoncé en septembre 2016.

À la suite de cette étape majeure, une revue des coûts, du calendrier et de l'organisation du projet HPC a été engagée. Cette revue présente les conclusions suivantes :

- le prochain jalon, correspondant à l'achèvement du radier de l'unité n° 2 en juin 2020 comme annoncé précédemment, est confirmé ;
- le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 communiqué précédemment (15 et 9 mois respectivement) s'est accentué [2] ;
- les coûts à terminaison du projet [3] sont désormais estimés entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 milliards de livres sterling 2015 [4] par rapport aux évaluations précédentes. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs.

Les surcoûts résultent essentiellement des conditions de sol difficiles, ayant rendu les travaux de terrassement plus coûteux que prévu, de la révision des objectifs des plans d'actions opérationnels, et des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre du design fonctionnel d'une tête de série adaptée au contexte réglementaire britannique.

Conformément aux termes du Contrat pour Différence, cette nouvelle estimation des coûts à terminaison n'a d'impact financier ni pour les consommateurs ni pour les contribuables britanniques. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,6 % et 7,8 % [5].

Le *management* du projet reste mobilisé sur l'objectif du début de production d'électricité par l'unité n° 1 fin 2025. À ce titre sont mis en œuvre, sous l'autorité de la direction de programme, des plans d'action opérationnels impliquant les équipes d'ingénierie du groupe EDF en Grande-Bretagne et en France, les constructeurs des bâtiments et des ouvrages annexes, et les fournisseurs d'équipements et de systèmes dans l'ensemble de la chaîne de fourniture.

3.1.4 Taishan

Le 14 décembre 2018, CGN et EDF ont annoncé que l'unité numéro 1 de la centrale nucléaire de Taishan était devenue le premier EPR au monde à entrer en exploitation commerciale. Ce jalon final a été atteint le 13 décembre 2018 à l'issue de l'ultime test réglementaire de fonctionnement en continu et à pleine puissance durant 168 heures.

L'entrée en exploitation commerciale de l'unité numéro 2 est à son tour intervenue le 7 septembre 2019. L'ensemble des conditions nécessaires à l'exploitation du réacteur en toute sûreté auront ainsi été atteints, à peine 9 mois après la mise en service de l'unité numéro 1.

La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. Elle est capable de fournir au réseau électrique chinois jusqu'à 24 TWh d'électricité sans CO_2 par an, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 5 millions de Chinois, tout en évitant l'émission d'environ 21 millions de tonnes de CO_2 par an.

Le projet est porté par TNPJVC, une joint-venture fondée par CGN (51 %), EDF (30 %) et l'électricien chinois provincial Guangdong Energy Group (19 %). Le groupe EDF avec sa filiale Framatome est intervenu en tant que fournisseur de la technologie EPR. Le projet a bénéficié de 35 années de coopération stratégique entre EDF et CGN, du retour d'expérience de l'EPR de Flamanville 3 et de la complémentarité des filières nucléaires française et chinoise.

L'expérience du premier réacteur mis en service le 13 décembre 2018 a permis de raccourcir de 3 mois la période entre le chargement du combustible et la mise en exploitation commerciale de l'unité 2 par rapport à l'unité 1, et ce, dans les mêmes conditions de sûreté.

Taishan apporte aux réacteurs EPR dans le monde son expérience en matière de gestion de projet et de maîtrise technologique. Les premiers à en bénéficier sont les deux réacteurs de Hinkley Point C actuellement en construction au Royaume-Uni. Les deux entreprises sont aussi partenaires dans deux autres projets britanniques : le projet de 2 EPR de Sizewell C et celui de Bradwell B qui repose sur la technologie Hualong.

3.1.5 NUWARD : projet commun de « petit réacteur modulaire » SMR

Le 17 septembre 2019, lors de la Conférence générale de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique à Vienne, le CEA, EDF, Naval Group et TechnicAtome ont dévoilé NUWARD™, projet de petit réacteur modulaire (Small Modular Reactor – SMR), faisant l'objet d'un développement conjoint. Cette solution basée sur la technologie des réacteurs à eau pressurisée (REP) est destinée à répondre aux besoins croissants du marché de l'électricité décarbonée, sûre et compétitive, dans le monde entier, sur le segment de puissance de 300-400 MWe.

Le CEA et EDF ont également entamé des discussions avec Westinghouse Electric Company pour étudier une coopération en matière de développement de petits réacteurs modulaires (SMR).

3.1.6 Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

EDF a adressé au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année.

Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et par EDF, du protocole d'indemnisation d'EDF par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

(1) *Cf.* communiqué de presse du 25 octobre 2019.
(2) Ce risque de report induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse le TRI pour EDF serait diminué d'environ 0,3 %.
(3) En livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euro.
(4) Coûts additionnels nets des plans d'actions.
(5) Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1 livre sterling = 1,15 €, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts liés à des dépassements de budget ou à des retards en place entre les actionnaires.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après à la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale. Le total de ces versements devrait être proche de 400 millions d'euros.

  Le produit de cette indemnité sera reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;
- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

3.2 Plans de cession

3.2.1 Cession des 25 % de la participation dans Alpiq

À la suite de l'autorisation donnée par leurs organes de gouvernance respectifs, EDF, EBM (Coopérative Elektra Birseck) et EOS (EOS Holding SA) ont signé le 4 avril 2019 un accord relatif à la cession par EDF de sa participation dans l'énergéticien suisse Alpiq (représentant 25,04 % du capital et des droits de vote) à EBM et EOS (pour moitié chacun).

Cette opération valorise la participation d'EDF dans Alpiq à environ 489 millions de francs suisses (soit près de 434 millions d'euros), sur la base d'un prix d'achat de 70 francs suisses par action Alpiq. Elle contribue à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 434 millions d'euros. Le contrat d'acquisition prévoit des mécanismes relatifs à d'éventuels compléments de prix. La cession a été finalisée le 28 mai 2019 après l'obtention de l'autorisation de l'autorité allemande de la concurrence.

L'impact de l'opération sur le résultat du Groupe n'est pas significatif.

3.2.2 EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG

En vertu des accords passés avec Exelon en 2014 [(1)], EDF a notifié le 20 novembre 2019 à Exelon l'exercice de l'option de vente de sa participation de 49,99 % des actions CENG.

CENG détient cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité dans les états de New York et du Maryland pour une capacité totale de 4 041 MW (détention en propre).

Cette option de vente était exerçable par EDF entre le 1er janvier 2016 et le 30 juin 2022. Le prix de cession des titres CENG résultera de la détermination de leur juste valeur en application des stipulations contractuelles relatives à l'option de vente.

La réalisation de la transaction sera conditionnée à l'obtention des autorisations réglementaires requises.

La cession des titres CENG s'inscrit au programme de cessions d'actifs non stratégiques annoncé par le Groupe.

Le Groupe a reclassé en actifs détenus en vue de leur vente sa participation dans CENG (voir note 46).

3.3 Opérations de financement

3.3.1 Signature de trois lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Avec ces nouveaux accords qui s'inscrivent dans la continuité des deux autres lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable signées en 2017 et 2018, EDF réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans sa stratégie de financement. Au 31 décembre 2019, les lignes de crédit renouvelables indexées sur les critères ESG représentent désormais plus de 5 milliards d'euros, soit 48 % des lignes de crédit du groupe EDF.

EDF et BBVA ont ainsi signé le 22 mars 2019 une ligne de crédit renouvelable de 300 millions d'euros.

Le 22 juillet 2019, EDF a annoncé avoir signé deux lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune, l'une avec le Groupe Crédit Agricole, piloté par Crédit Agricole CIB et comprenant LCL et le Crédit Agricole d'Ile-de-France, l'autre avec Société Générale CIB.

Ces trois facilités de crédit intègrent un mécanisme d'ajustement des coûts lié à trois indicateurs de la performance du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de sa flotte automobile.

3.3.2 Émissions d'obligations hybrides

Le 26 novembre 2019, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon de 3,00 % et une option de remboursement à 8 ans au gré de la Société.

Cette émission marque l'attachement de la Société au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital. Elle s'inscrit dans une gestion dynamique par la Société de son stock d'obligations hybrides : les fonds levés par cette émission ont été essentiellement utilisés pour le rachat partiel de plusieurs souches d'obligations super-subordonnées alors en circulation, ainsi que, le cas échéant, pour les besoins généraux de la Société et du groupe EDF.

Conformément à la norme IAS 32, cette émission de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.19.4) est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de frais de 493 millions d'euros.

3.3.3 Rachat de certaines souches d'obligations hybrides

EDF a lancé le 26 novembre 2019 une offre contractuelle de rachat ayant visé les deux souches d'obligations hybrides suivantes :

- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 22 janvier 2022, et qui sont admises à la renégociation sur Euronext Paris, dont le montant alors en circulation s'élevait à 661,8 millions d'euros. Le montant racheté s'élève à 394,9 millions d'euros et son règlement est intervenu le 13 décembre 2019 ;
- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 3 000 millions de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 29 janvier 2023, et qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg, dont le montant alors en circulation s'élevait à 3 milliards de dollars US. Le montant racheté s'élève à 902,4 millions de dollars US et son règlement est intervenu le 31 décembre 2019.

EDF a également exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 sur l'intégralité du solde des obligations subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1,25 milliard d'euros, dont le montant en circulation s'élevait à 338,2 millions d'euros. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2019 ces instruments de capitaux propres en passifs financiers pour un montant de 338,2 millions d'euros considérant le caractère certain du remboursement (voir note 30.4).

En conséquence, et compte tenu de l'émission d'obligations hybrides d'un montant de 500 millions d'euros, au coupon de 3,00 % et avec option de remboursement à 8 ans au gré de la Société lancée le 26 novembre 2019 (voir note 3.3.2), ces transactions ont permis de réduire le stock total d'hybrides du bilan d'EDF d'environ 8 % à 9,8 milliards d'euros tout en réalisant une économie nette d'intérêts estimée d'environ 44 millions d'euros en 2020 et d'environ 58 millions d'euros à partir de 2021.

Conformément à la norme IAS 32, ce rachat de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.19.4) est comptabilisé en capitaux propres à compter du décaissement des fonds ou de son engagement de remboursement pour un montant net de frais de 1 618 millions d'euros.

(1) *Cf.* communiqué de presse du 1er avril 2014 « Accord finalisé entre EDF et Exelon sur CENG ».

3.3.4 Émissions obligataires : EDF lève 2 milliards de dollars américains et 1,25 milliard d'euros

Le 27 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars US d'obligations senior avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %. Elle démontre la capacité du groupe EDF à attirer une base d'investisseurs très diversifiée sur une maturité très longue.

Par ailleurs, le 2 décembre 2019, EDF a levé 1,25 milliard d'euros d'obligations senior avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Cela représente le montant le plus important levé par un émetteur *corporate* sur le marché EUR à cette maturité.

3.4 Énergies renouvelables

3.4.1 Éolien en mer : France

- Le Conseil d'État a validé début juin 2019 le projet de parc de 80 éoliennes en mer d'une capacité installée de 480 MW au large de Saint-Nazaire (Loire-Atlantique), rejetant les recours déposés par des associations environnementales. Réglant l'affaire au fond, la plus haute juridiction administrative française a rejeté les requêtes du Groupement des résidents pour la sauvegarde environnementale de La Baule et de l'Association pour la protection du site et de l'environnement de Sainte-Marguerite. L'arrêt rendu par le Conseil d'État permet à EDF Renouvelables et à son partenaire canadien Enbridge de poursuivre le développement du projet. La construction de ce premier parc *offshore* français a été lancée en septembre 2019.
- Au terme d'un appel d'offres lancé par les pouvoirs publics, le ministère de la Transition Écologique et Solidaire a choisi le consortium conduit par le groupe EDF, *via* sa filiale EDF Renouvelables, en partenariat avec les sociétés Innogy et Enbridge, pour assurer la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc éolien en mer de Dunkerque.

  Il s'agit du quatrième projet que le Groupe remporte dans le cadre des appels d'offres *offshore* lancés par les pouvoirs publics, après ceux gagnés en 2012 à Saint-Nazaire, à Fécamp et à Courseulles-sur-Mer. Situé à plus de 10 km de la côte, le futur parc de Dunkerque aura une capacité installée de près de 600 MW. Il fournira l'équivalent d'environ 40 % des besoins en électricité du département du Nord.

  Ces différents projets sont conduits avec des partenaires industriels et sont consolidés par mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

3.4.2 Acquisition du groupe LUXEL

Le 28 mars 2019, EDF Renouvelables a procédé à l'acquisition du groupe LUXEL, acteur indépendant du marché de l'énergie photovoltaïque à la tête d'un portefeuille de 1 GWc, composé de quelques parcs en exploitation et de projets prêts à être construits ou en développement. Cette acquisition permet à EDF Renouvelables de renforcer sa position dans le solaire en France, en vue d'atteindre les objectifs du Plan Solaire d'EDF.

3.4.3 Conclusion d'accords en Chine pour deux projets éoliens *offshore* et optimisation du réseau de chaleur

Le 25 mars 2019, EDF a conclu deux accords pour des projets bas carbone en Chine :

- l'accord de coopération signé avec China Energy Investment, l'un des premiers acteurs industriels du marché chinois de l'électricité, porte sur une prise de participation par EDF dans les projets éoliens en mer Dongtai IV et V, situés au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai ;
- la construction de Dongtai IV et Dongtai V sont en cours. Sous réserve de la signature des contrats définitifs, les deux partenaires construiront et exploiteront une capacité installée totale de 500 MW qui sera mise en service progressivement à horizon 2021 ;
- EDF et l'électricien Huadian ont signé un accord de coopération pour optimiser les performances du réseau de chaleur et de climatisation d'un quartier de la ville de Wuhan (centre de la Chine). À terme, ce réseau doit alimenter en chauffage 100 000 clients et climatiser 500 000 mètres carrés de bureaux. Les signataires étudieront ensemble l'intégration d'outils intelligents de gestion de l'énergie déjà déployés par le groupe EDF sur le réseau de chaleur de la ville de Sanmenxia.

3.4.4 Projet solaire de Noor Midelt I au Maroc

L'Agence marocaine des énergies durables (MASEN) a choisi en 2019, au terme d'un appel d'offres international compétitif, le consortium réunissant EDF (*via* sa filiale EDF Renouvelables), Masdar (société d'énergies nouvelles de l'émirat d'Abou Dhabi) et Green of Africa (développeur d'énergies renouvelables marocain), pour assurer la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire multi-technologies de Noor Midelt.

Ce projet solaire hybride d'une capacité installée de 800 MW, associera de manière innovante deux technologies : l'énergie solaire concentrée (CSP) et le solaire photovoltaïque.

3.4.5 Éolien en mer : lancement du parc éolien en mer de Neart na Gaoithe avec ESB

Le 28 novembre 2019 le groupe EDF a annoncé le lancement de la construction du parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG) ainsi que le partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB qui prend une participation de 50 % dans ce projet, acquis en mai 2018 auprès de Mainstream Renewable Power (voir note 5.2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2018). ESB exerce ses activités sur le marché irlandais de l'électricité, de la production jusqu'à la fourniture en passant par la distribution auprès d'une clientèle présente sur l'ensemble de la Grande-Bretagne. En 2017, ESB a ouvert un bureau en Écosse et y développe des projets d'énergies renouvelables, notamment éoliens terrestres et en mer.

Le futur parc éolien en mer de 450 MW s'intègre dans la stratégie de développement d'EDF dans l'éolien *offshore* et conforte sa position dans la production d'énergie décarbonée au Royaume-Uni, pays où le Groupe est déjà fortement implanté aussi bien dans le nucléaire que dans les renouvelables.

Composé de 54 turbines, Neart na Gaoithe [(1)] sera situé en mer du Nord à environ 15 km de la côte de Fife au sud-est de l'Écosse. À pleine capacité, ce parc éolien en mer générera l'équivalent de l'alimentation électrique annuelle de 375 000 foyers, soit 4 % de l'électricité consommée en Écosse. Ce projet, qui dispose de toutes les autorisations administratives, bénéficie d'un *Contract for Difference* (CfD) d'une durée de 15 ans au tarif de 114,39 £/MWh en livres sterling 2012, ainsi que des accords de raccordement au réseau.

La fabrication des composants à terre est désormais lancée. La construction sur le site en mer devrait débuter en juin 2020 et la mise en service du parc est prévue en 2023.

Cette transaction, réalisée le 4 décembre 2019, explique pour une large part le montant des plus-values de cession d'actifs de production réalisées par EDF Renouvelables en 2019 (montant total de 560 millions d'euros en autres produits et charges opérationnelles contre 192 millions d'euros en 2018 – voir note 12.2) et a contribué à une diminution de l'endettement net financier du groupe EDF à hauteur de 1,2 milliard d'euros, compte tenu de l'effet désendettement lié à la perte de contrôle de NnG.

Aux termes de cette opération, la participation de 50 % dans NnG, réévaluée à la juste valeur, est consolidée par mise en équivalence.

3.4.6 Acquisition d'un portefeuille de 300 MW de projets éoliens en cours de développement en Allemagne

Le 12 septembre 2019, EDF Renouvelables a annoncé l'acquisition d'un portefeuille de projets éoliens d'une capacité d'environ 300 MW en cours de développement en Allemagne, auprès d'Altus AG. Altus AG poursuivra le développement de ces projets en étroite collaboration avec EDF Renouvelables jusqu'au début de la construction des futurs parcs éoliens.

Situés dans dix Länder différents, les projets sont à divers stades de développement. Les baux fonciers ont été conclus et les études environnementales sont en cours.

(1) Neart na Gaoithe en gaélique signifie « *strength of the wind* » (puissance du vent).

Après obtention de toutes les autorisations requises, les projets participeront aux appels d'offres organisés par l'État fédéral allemand en vue de sécuriser des contrats de vente d'électricité sur vingt ans.

La mise en service des parcs éoliens devrait avoir lieu dans les cinq prochaines années.

3.4.7 Acquisition de Pivot Power

Le 4 novembre 2019, le groupe EDF a annoncé l'acquisition de la start-up britannique Pivot Power, spécialisée dans le stockage de l'électricité par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques. Cette acquisition doit permettre au groupe EDF, déjà premier producteur d'électricité bas carbone du Royaume-Uni, de devenir également l'un des leaders des installations de stockage par batteries du pays.

Pivot Power dispose d'un important portefeuille de projets de stockage par batteries sur plus de quarante sites, répartis dans tout le pays et d'une capacité totale de près de 2 GW. Ces batteries seront raccordées au réseau de transport de l'électricité à haute tension. Localisés à Kemsley (dans le Kent) et à Cowley (dans la région d'Oxford), les deux premiers projets de stockage, dont les terrains et les raccordements sont d'ores et déjà sécurisés, devraient entrer en service dès 2020.

Cette acquisition, qui s'inscrit dans le cadre du Plan Stockage Électrique d'EDF, contribue à l'objectif du Groupe de devenir leader du secteur en Europe, avec le développement de 10 GW de capacité de stockage supplémentaires d'ici 2035. L'opération contribue également au Plan Mobilité Électrique du Groupe qui vise à devenir le leader du secteur d'ici 2022, au Royaume-Uni, en France, en Italie et en Belgique. EDF a pour ambition de fournir en électricité 600 000 véhicules électriques et de déployer 75 000 bornes de recharge à cet horizon.

3.5 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2018

3.5.1 Nouveau partenaire pour EDF Renewables dans vingt-quatre parcs éoliens au Royaume-Uni

Le 29 juin 2018, EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW), pour un prix de réalisation de 701 millions de livres sterling.

Cet accord avec le nouveau partenaire, Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform, comportant des investissements provenant de grands plans de retraite des collectivités locales britanniques, permettra à EDF Renewables de poursuivre le développement des énergies renouvelables.

EDF Renewables maintient une participation de 51 % dans ce portefeuille de parcs éoliens. Par ailleurs, la Société continuera de fournir des services d'exploitation et maintenance, ainsi que de gestion d'actifs.

EDF Energy, pour sa part, continuera à acheter toute l'électricité et les certificats verts ROCs produits par les parcs éoliens aux conditions de marché.

La cession de cette participation, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est reconnue en capitaux propres, sans impact sur le compte de résultat du Groupe (voir tableau de variation des capitaux propres consolidés).

3.5.2 Finalisation de la cession de la participation d'EDF au capital de Dunkerque LNG

Au terme d'un processus d'enchères concurrentiel lancé début 2018, le groupe EDF a annoncé le 29 juin 2018 être entré en négociations exclusives avec deux groupes d'investisseurs en vue de la cession de sa participation de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, propriétaire et exploitant du terminal méthanier de Dunkerque.

Au travers des prix payés par les deux consortiums, la valeur d'entreprise moyenne pour 100 % de Dunkerque LNG, pour l'ensemble de ces opérations, s'élève à 2,4 milliards d'euros.

Cette opération permet à Fluxys, déjà actionnaire de Dunkerque LNG à hauteur de 25 %, avec le soutien d'Axa IM – Real Assets et Crédit Agricole Assurances, de prendre le contrôle et de consolider Dunkerque LNG.

EDF, en tant que client de Dunkerque LNG, reste engagé à long terme auprès du terminal, qui continuera à servir la stratégie gaz du Groupe.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, le groupe EDF a réalisé le 30 octobre 2018 la cession de sa participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque.

À la suite de cette cession, l'évaluation du contrat long terme de réservation de capacités de regazéification de GNL entre EDF et Dunkerque LNG a conduit à comptabiliser une dotation aux provisions pour contrat onéreux d'un montant de 737 millions d'euros. L'opération, du fait de la plus-value de cession de 755 millions d'euros, a un impact net en « autres produits et charges d'exploitation » de 18 millions d'euros. Par ailleurs, l'opération contribue à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 1,5 milliard d'euros, tenant compte d'un prix de cession net de la trésorerie cédée d'environ un milliard d'euros.

3.5.3 Projet EPR de Flamanville 3

Préambule : Les rappels au titre de 2018 présentés ci-dessous et figurant dans les états financiers au 31 décembre 2018 tels que publiés le 15 février 2019, doivent être lus de façon conjointe avec les développements au titre de 2019 en note 3.1.1.

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- les essais dits « à froid » qui consistent en de nombreuses opérations d'essais, dont le test de l'étanchéité du circuit primaire du réacteur à une pression de plus de 240 bars, supérieure à la pression de ce circuit lorsqu'il sera en exploitation, ont été franchis ;
- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure du béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;
- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevé début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASN au 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASN, cette dernière (avis du 11 octobre 2017) considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service ;
- la mise en service du couvercle de cuve, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. À défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

EDF a déclaré le 30 novembre 2017 un événement significatif auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire relatif à la détection d'un écart dans la qualité de réalisation des soudures du circuit secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Ce circuit (lignes vapeur principales) a été conçu et fabriqué selon le principe dit d'« exclusion de rupture ». Cette démarche consiste en un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service. Ces renforcements, voulus par EDF, s'accompagnent d'une exigence dite de « haute qualité » dans la réalisation de ces circuits.

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

À partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 à l'ASN (voir communiqué EDF du 10 avril 2018), un évènement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 87 soudures étaient conformes ;
- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualités ont débuté fin juillet 2018 ;
- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à 8. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018, le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction (voir communiqué EDF du 25 juillet 2018) :

- l'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- l'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros (en $euros_{2015}$, hors intérêts intercalaires).

Le 21 janvier 2019, EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2e quinzaine de février 2019 (voir communiqué EDF du 21 janvier 2019).

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019.

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas, à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

Note 4 Évolutions réglementaires en France

4.1 Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et loi énergie climat

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie est un outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015.

La PPE couvre en principe deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la première PPE publiée en octobre 2016 couvrait deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. La PPE en cours de révision couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

Un premier projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition Écologique et Solidaire (MTES)

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais à l'horizon 2035 l'atteinte de 50 % de part dans le mix électrique.

La réalisation de cet objectif impliquera la fermeture de 12 réacteurs nucléaires d'ici 2035, en plus de la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim à l'horizon du printemps 2020. Les réacteurs seront arrêtés à l'échéance de leur 5e visite décennale, à l'exception de deux réacteurs qui fermeront par anticipation en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité, à la sécurité d'approvisionnement et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies.

Le projet indique en outre que le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire historique qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

Il indique aussi que « le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire […]. Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, l'objectif est d'arrêter les dernières centrales fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

Ce projet a fait l'objet de différentes consultations en 2019 et 2020.

Loi relative à l'énergie et au climat

La loi énergie et climat du 8 novembre 2019 a été publiée au Journal Officiel le 9 novembre 2019. Ses principales dispositions ayant un impact sur l'activité du Groupe sont les suivantes :

L'article 1er révise les objectifs de la politique énergétique de la France, en intégrant les résultats des travaux réalisés dans le cadre de la préparation de la Stratégie Nationale Bas-Carbone et de la PPE :

- l'objectif « de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 » est remplacé par l'objectif « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050 » ;
- l'objectif de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012 » est remplacé par celui de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 40 % en 2030 » ;
- enfin, l'horizon envisagé pour la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité est fixé à 50 % à 2035.

L'article 12 instaure un plafond d'émissions de gaz à effet de serre applicable à compter du 1er janvier 2022 aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Le plafond a été fixé par le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019. Ces dispositions conduisent au 1er janvier 2022 à la fermeture des centrales fonctionnant exclusivement au charbon. Seront mises en place des mesures d'accompagnement spécifiques pour les salariés de ces installations et leurs sous-traitants, ainsi que des projets de territoire, comme rappelé dans le dossier de presse de janvier 2020 publié par le ministère de la Transition Écologique et Solidaire sur la fermeture des centrales à charbon d'ici à 2022.

Sur la base du projet de loi, le Groupe avait annoncé envisager la fermeture de la centrale du Havre à horizon du printemps 2021, le Groupe continuant d'étudier les possibilités de reconversion de la centrale de Cordemais à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition Écologique et Solidaire avaient validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust relatif à la fabrication d'un combustible innovant et écologique utilisable dans les installations de chauffage ou les centrales de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité, si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles de Cordemais afin de répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

En conséquence, les dates de fin d'amortissement des centrales du Havre et de Cordemais ont été modifiées sur le premier semestre 2019 et établies à 2021 pour Le Havre et 2026 pour Cordemais. Si la fermeture du Havre a été confirmée pour le 1er avril 2021, les dates de Cordemais sont susceptibles d'être modifiées ultérieurement en fonction des décisions définitives, en particulier sur Ecocombust.

Cette modification prospective de la durée d'amortissement a comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2019, une augmentation de la charge d'amortissement de l'ordre de 141 millions d'euros.

L'article 62 vise à modifier le calcul des compléments de prix du mécanisme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) afin de tenir compte de l'effet du plafonnement prévu à l'article L. 336-1 du Code de l'énergie. Ces compléments de prix ont notamment pour objectif d'assurer que la demande d'ARENH des fournisseurs est conforme à leurs besoins et ainsi éviter des effets d'aubaine défavorables pour la collectivité.

Le plafond maximal de l'ARENH est porté à 150 TWh, à compter du 1er janvier 2020. Néanmoins, le volume maximal qui détermine le volume de livraison maximal d'ARENH par année de livraison (dans la limite du plafond) n'a pas été modifié pour l'année 2020 et est donc resté à 100 TWh.

La loi énergie climat intègre par ailleurs, quatre articles relatifs aux tarifs réglementés de vente suite à la censure des dispositions prévues initialement dans le projet de loi PACTE :

- l'article 63 organise la fin des tarifs réglementés de vente de gaz (TRG) pour l'ensemble des consommateurs afin de mettre le droit français en conformité avec le droit de l'Union européenne. La loi prévoit l'arrêt de la commercialisation du TRG dans le mois suivant la promulgation de la loi, il sera impossible de souscrire à un nouveau contrat aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel ou de le modifier. Les tarifs seront ensuite supprimés pour les petits professionnels au 1er décembre 2020 et pour l'ensemble des consommateurs au 1er juillet 2023. Des mesures d'accompagnement nécessaires à la suppression de ces tarifs sont prévues ;
- les articles 64 et suivants organisent la fin des tarifs réglementés de vente en électricité pour les clients non résidentiels ayant plus de 10 salariés ou un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan supérieur à 2 millions d'euros.

Une nouvelle version de la PPE prenant en compte les commentaires et avis, publiée le 20 janvier 2020 par le MTES et soumise à la consultation jusqu'au 19 février 2020

Concernant la production nucléaire et l'objectif de 50 % dans le mix en 2035, désormais inscrit dans le Code de l'énergie de par la loi énergie climat du 8 novembre 2019, le projet précise les modalités de mise en œuvre de la fermeture des réacteurs. Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à un arrêt total d'un site. À la demande du Gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin.

Il est également précisé que les fermetures de réacteurs anticipées seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

L'adoption définitive de la PPE conduirait à prendre en compte dans les états financiers du Groupe les dates de fermeture anticipée à 2027 et 2028 des deux réacteurs par rapport à leur 5e visite décennale. Cette modification des dates d'utilisation aurait pour conséquence un changement prospectif des plans d'amortissement et un changement d'estimation des provisions nucléaires. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, au vu de différents scénarios étudiés, l'effet sur les provisions nucléaires, notamment la provision pour démantèlement, pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Le gouvernement a lancé en janvier 2020 une consultation des différents acteurs du monde de l'énergie sur un projet de texte concernant la réforme de la régulation du nucléaire existant (ARENH).

Cette consultation est lancée en application de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit que « le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas. »

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement envisage de mettre en place une régulation économique imposant à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat.

Ce SIEG s'appuierait sur une régulation économique du parc nucléaire existant pour concilier et contribuer aux objectifs suivants :

- protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, quel que soit leur fournisseur et pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer ;
- atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixée, ainsi que les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement.

Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF contribuera à cette consultation, ouverte jusqu'au 17 mars 2020.

4.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – Tarifs bleus)

Modification du cadre législatif et réglementaire

Saisi par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) et Engie, le Conseil d'État a, par décision du 18 mai et du 3 octobre 2018, jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État a confirmé que cet objectif ne pouvait être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV garantissait l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'était pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État a estimé la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui incluait les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments ont justifié l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, publiée au JOUE le 14 juin 2019, permet le maintien des TRV pour les clients résidentiels et les microentreprises.

La loi énergie et climat organise la fin partielle des TRV électricité pour les clients non résidentiels, conformément à la directive européenne et la décision du Conseil d'État. Les TRV sont désormais réservés à l'ensemble des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

La suppression des TRV électricité pour les clients ne pouvant plus en bénéficier prendra effet au 1er janvier 2021. Dans l'intervalle, la loi énergie et climat et les arrêtés [1] pris en application mettent en œuvre un processus qui sera conduit par les fournisseurs historiques. Les étapes de ce processus incluent l'identification et l'information des clients concernés ainsi que la mise à disposition de leurs données aux fournisseurs alternatifs, dans le respect des règles encadrant la gestion des données personnelles. Les consommateurs concernés par la fin des TRV ne pourront plus souscrire ou modifier un contrat au TRV à partir du 1er janvier 2020. Au 1er janvier 2021, les consommateurs concernés n'ayant pas souscrit une offre de marché basculeront dans une offre de marché chez leur fournisseur historique.

Mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 7 février 2019, publiée le 12 février 2019, la CRE a proposé une augmentation de 7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels, soit 5,9 % TTC. Le gouvernement ayant annoncé en fin d'année 2018 que les tarifs de l'électricité n'augmenteraient pas pendant la période hivernale, il n'a approuvé la proposition de la CRE que début mai 2019, dans le délai de trois mois octroyés par le Code de l'énergie. Les décisions tarifaires en date du 28 mai 2019 ont été publiées au JO le 30 mai et sont entrées en vigueur le 1er juin 2019.

Ces décisions tarifaires ont fait l'objet d'un recours contentieux introduit devant le Conseil d'État par les associations UFC Que Choisir et Consommation, Logement et Cadre de Vie (CLCV). Ce recours en excès de pouvoir tendant à l'annulation des décisions contestées était assorti d'un référé suspension afin que l'exécution de ces décisions soit suspendue le temps que la décision au fond intervienne. Le juge des référés a rejeté par ordonnance du 12 juillet 2019 la demande de suspension en raison de l'absence d'urgence. Le Conseil d'État a par ailleurs rejeté le recours au fond dans sa décision du 6 novembre 2019, validant ainsi la construction tarifaire mise en œuvre par la CRE sur la base du Code de l'énergie.

Par ailleurs, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2019 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé, dans sa délibération du 25 juin 2019 et publiée le 2 juillet 2019, une augmentation de 1,47 % HT (soit 1,26 % TTC) des tarifs bleus résidentiels et de 1,34 % HT (soit 1,10 % TTC) des tarifs bleus non résidentiels. La proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 30 juillet 2019, publiée au Journal Officiel le 31 juillet 2019 et a été mise en œuvre le 1er août 2019.

Enfin, la CRE a proposé, dans sa délibération du 16 janvier 2020, une augmentation des TRV Bleu Résidentiels et Non Résidentiels de 2,4 % TTC (soit une hausse de 3,0 % HT pour les TRV Bleu Résidentiels et de 3,1 % HT pour les TRV Bleu Non Résidentiels). Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte de l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie, du niveau d'écrêtement de l'ARENH pour l'année 2020, de l'augmentation des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition en Certificats d'Économie d'Énergie, et enfin du rattrapage de l'écart entre coûts et recettes des TRVE constaté pendant l'année 2019, lié notamment à l'entrée en vigueur au 1er juin 2019 de la proposition tarifaire de la CRE du 7 février 2019. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 29 janvier 2020, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2020 et mises en œuvre à compter du 1er février 2020.

4.3 Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période 2017-2020. Le nouveau cadre tarifaire TURPE 5 est entré en vigueur au 1er août 2017.

TURPE 5 Transport

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Transport s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 6,76 % au 1er août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution prévisionnelle des tarifs au 1er août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) [2]. Le TURPE 5 Transport fixe un Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) à 6,125 % pour la rémunération de la base d'actifs de RTE contre 7,25 % pour TURPE 4.

Le 6 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1er août 2019, faisant suite à la hausse de 3 % intervenue au 1er août 2018. La grille tarifaire a évolué de + 2,16 % en moyenne au 1er août 2019, dont + 1,61 % au titre de la prise en compte de l'inflation et + 0,55 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

TURPE 5 et TURPE 5 bis Distribution

TURPE 5

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Distribution s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 2,71 % au 1er août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution prévisionnelle des tarifs au 1er août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du CRCP. Le TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en fixant la marge sur actifs à 2,6 % et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 %.

Recours contre TURPE 5 HTA/BT

- Par décision du 12 janvier 2017, publiée au Journal officiel le 17 janvier 2017, la ministre chargée de l'énergie, qui disposait d'un délai de deux mois, a demandé à la CRE une nouvelle délibération, estimant que sa délibération du 17 novembre 2016 ne tenait pas compte des orientations de politique énergétique du pays. Par une nouvelle délibération du 19 janvier 2017, la CRE a

(1) Arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'identification et à la mise à disposition de la liste des clients non domestiques perdant l'éligibilité aux tarifs réglementés de vente de l'électricité ;
Arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'information des consommateurs aux tarifs réglementés de vente d'électricité par leur fournisseur dans le cadre de la suppression de leur contrat à ces tarifs ;
Arrêté du 26 décembre 2019 fixant la liste des données que doivent mettre à disposition les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité aux fournisseurs d'électricité qui en font la demande.

(2) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

maintenu sa délibération initiale du 17 novembre 2016. Les deux délibérations ont été publiées au Journal officiel du 28 janvier 2017.

- Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre de ces deux délibérations de la CRE.
- Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.
- Par un arrêt du 9 mars 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement les délibérations TURPE 5, dans la mesure où le régulateur « n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la « prime de risque », du « taux sans risque » aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits « TURPE 2 » pour leur fraction non encore amortie et, d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire (pour cette même fraction) ».

TURPE 5 bis HTA/BT

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1er août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT ». Cette décision inclut une évolution du TURPE de - 0,21 % au 1er août 2018 en moyenne, sous l'effet d'une combinaison de facteurs :

- la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018, et la prise en compte concomitante de la baisse du taux d'imposition sur les sociétés, deux effets, qui se compensent quasi totalement sur la période 2018-2020 (+ 0,06 % ensemble) ;
- l'évolution classique au 1er août basée sur l'inflation (+ 1 %) et l'apurement du CRCP (- 1,27 %) ;
- la diminution de - 0,21 % est modulée en fonction de la structure : en moyenne - 1,16 % pour les utilisateurs HTA, - 0,59 % pour les BT supérieurs à 36 kVA, + 0,14 % pour les BT inférieurs à 36 kVA.

Ni la méthodologie d'élaboration, ni la trajectoire de charges d'exploitation, ni les principes de régulation incitative, ni le cadre de régulation applicable à Linky ne sont modifiés par cette délibération. Il est à noter que la mise à jour du taux d'impôts sur les sociétés est équivalente à une révision des taux de rémunération à 4 % pour les capitaux propres régulés et à 2,5 % pour la marge sur actifs (contre 4,1 % et 2,6 % précédemment).

La décision reprend également les délibérations précédentes de la CRE au sujet des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique (délibération du 26 octobre 2017), *via* la composante de gestion, et de l'autoconsommation collective (7 juin 2018), *via* la composante de soutirage. Cette délibération a été publiée au Journal officiel le 29 juillet 2018.

En particulier, pour la mise en œuvre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018, la CRE réintègre un montant de l'ordre de 1,6 milliard d'euros (dégressif jusqu'en 2073) au périmètre des capitaux propres régulés, dont elle estime que cela conduit à procurer à Enedis une rémunération additionnelle égale, en valeur actuelle nette des flux de trésorerie avant impôts, d'environ 750 millions d'euros$_{2018}$. La réintégration opérée par la CRE dans les capitaux propres régulés conduit à une rémunération d'environ 60 millions d'euros par an les premières années, dont l'assiette sera décroissante jusqu'en 2073, et dont le taux (nominal avant impôt) pourra être revu à chaque période tarifaire par la CRE dans la méthodologie actuelle.

Le 25 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du TURPE HTA-BT au 1er août 2019. L'évolution moyenne des grilles tarifaires a été de + 3,04 % au 1er août 2019, dont + 1,61 % au titre de l'inflation, + 1,45 % au titre de l'apurement du CRCP et - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

Commissionnement fournisseur

À la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle que ces derniers effectuent pour leur compte auprès des clients en contrat unique.

Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 euros au lieu de 6,80 euros par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit toutefois une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

Le 23 décembre 2016, la société Engie avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par Engie concernant la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil Constitutionnel dans sa décision n° 2019-776 du 19 avril 2019. La procédure est toujours en cours.

Fonds de Péréquation de l'Électricité

La CRE a publié le 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI et Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période 2018-2021.

Les projets d'arrêtés rectificatifs pour la période 2012-2017 et les projets d'arrêtés pour les années 2018 et 2019 ont été publiés au Journal officiel respectivement le 21 juin 2019 et le 19 octobre 2019. Ils impliquent :

- pour Enedis, une charge complémentaire au FPE rétroactive de 188 millions d'euros (159 millions d'euros au titre de 2012-2017 et 29 millions d'euros au titre de 2018), et une dotation FPE pour 2019 de 28 millions d'euros. L'ensemble de ces charges sera couvert par le tarif à travers le mécanisme de CRCP ;
- un dispositif d'étalement sur 2019 et 2020 du paiement de l'arriéré relatif aux années 2012-2017 a été décidé, permettant à Enedis de répartir cet effet de 159 millions d'euros entre 2019 et 2020. Par ailleurs, une provision avait été constituée et s'élevait à 140 millions d'euros au 31 décembre 2018, intégralement reprise en 2019 ;
- pour Électricité de Strasbourg, une charge complémentaire rétroactive de 22,3 millions d'euros au FPE (18,7 millions d'euros au titre de 2012-2017, 1,9 million d'euros au titre de 2018) et une dotation FPE pour 2019 de 1,7 million d'euros.

4.4 Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE)

Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser *via* deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2019, la loi de finances initiale pour 2020 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2020 :

- un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » doté d'un montant de 6,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et marginalement de biogaz pour l'ensemble des opérateurs ainsi qu'au paiement de la dernière annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 2,7 milliards d'euros pour compenser notamment les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés *via* le Budget Général.

À noter que depuis le 1er janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN pour l'électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (TSS pour le gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée

par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF a supporté en 2019 et supportera en 2020 des charges de solidarité au titre du Fonds de Solidarité Logement ou au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public est, en 2020, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), ce deuxième objet constituant l'essentiel du financement. La loi de finances pour 2020 substitue à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS, qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie. La loi de finances initiale 2020 prévoit d'ailleurs la suppression de ce CAS dès 2021, les charges associées seront financées directement par le Budget Général ;
- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables soit les charges de précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie – sont inscrites directement au Budget Général ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au Budget Général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau reste inchangé en 2020.

Par ailleurs, la loi de finances rectificative pour 2019 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2019 : celles-ci avaient en effet diminué en raison de la réduction de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2019, les charges réalisées *in fine* au titre de 2018 s'étant avérées plus faible que la reprévision sur laquelle les compensations avaient été versées en 2018.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de 2019 s'élève à 7 662 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2019 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 800 millions d'euros (dont 4 458 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 342 millions d'euros au titre du Budget Général). Par ailleurs, EDF a versé courant décembre 2019, à la CRE 12,5 millions d'euros au titre d'acompte des remboursements de reliquats de l'ancien mécanisme CSPE antérieur à 2016.

La créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement, qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016 modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Dailly auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1er janvier 2017, EDF perçoit 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

Au cours de l'année 2019, l'État a versé à EDF 1 353 millions d'euros au titre du principal de la créance financière. Ce montant est conforme à l'annuité 2019 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2019, la part du principal de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement s'élève à 660 millions d'euros qui seront normalement versés à EDF par l'État.

À noter que la créance d'exploitation au 31 décembre 2019 s'élève encore à 1 647 millions d'euros que l'État doit à EDF, un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances 2020 votée fin 2019, loi qui prévoit la suppression du CAS dès 2021.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié sa délibération n° 2019-172 du 11 juillet 2019 constatant les charges de service public au titre de 2018 (6 656 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2019 (7 123 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2020 (7 206 millions d'euros).

4.5 Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018 et 2019 se sont respectivement établis à 10,00 €/kW, 9,34 €/kW et 17,37 €/kW. La première session de rééquilibrage pour l'année 2019, qui s'est tenue le 16 mai 2019, a, quant à elle, révélé un prix de 0,00 €/kW.

Pour l'année de livraison 2020, les six sessions de marché 2019 ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 20 €/kW, 20 €/kW, 22,4 €/kW, 20 €/kW, 17,8 €/kW, 16,6 €/kW.

4.6 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a relevé fortement le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie (qui s'étendait initialement du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2020) : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Ce relèvement significatif du niveau d'obligation combiné à l'existence d'un marché CEE peu profond et dont la liquidité future est incertaine, exposait, lors de l'exercice précédent, le Groupe au risque de versement d'une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant auprès du Trésor Public (article L. 221-4 du Code de l'énergie), en cas de déficit de certificats en fin de période.

Pour répondre à ces exigences, le Groupe a mis tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de Certificats d'Économie d'Énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aide au remplacement d'une chaudière au fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de pompe à chaleur…). La production de certificats a doublé entre 2017 et 2019, avec en particulier une hausse de 44 % entre 2018 et 2019.

Par ailleurs, la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, outre qu'elle augmente la durée de la quatrième période, comporte un chapitre relatif, notamment, à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

Par suite, le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 publié au Journal officiel le 11 décembre 2019 a prolongé d'un an la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie qui s'achève désormais le 31 décembre 2021 à iso obligation annuelle. À noter également que l'article 143 de la loi relative à la croissance et à la transformation des entreprises (« loi PACTE ») élargit le champ des Certificats d'Économie d'Énergie aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises aux systèmes d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre en modifiant l'article L. 221-7 du Code de l'énergie.

À date, le Groupe estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit à fin décembre 2021.

4.7 ARENH

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, et a dépassé ainsi le volume global maximal de 100 TWh. De ce fait, EDF a livré 100 TWh en 2019 au titre de l'ARENH pour les besoins des clients finals de ses concurrents. Les souscriptions au titre des pertes réseau se sont élevées à 20,4 TWh.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, compte tenu des prix à terme du ruban 2019, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Aucune modification des souscriptions ARENH n'a été demandée au guichet de mai 2019. Par conséquent les livraisons pour l'année 2019 n'ont pas été modifiées après ce guichet.

Par ses délibérations n° 2018-222 du 25 octobre 2018, n° 2019-090 du 9 mai 2019 et n° 2019-237 du 30 octobre 2019, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal déterminée pour l'année considérée (2018 ou 2019). Ces décisions disposent notamment que, en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH aux guichets de novembre 2018, de mai 2019 ou de novembre 2019, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet auquel le dépassement du volume global maximal est constaté et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Selon la méthode proposée par la Commission de régulation de l'énergie, dans sa délibération n° 2019-028 sur le calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écrêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV).

La loi énergie climat introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le plafond de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020 permettant au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le prix ni le volume d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2020.

Dans ce contexte, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2019 pour livraison 2020 s'est élevée à 147 TWh. En application du volume global maximal non modifié, seuls 100 TWh seront livrés et la CRE procédera comme l'année précédente à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur.

Le gouvernement a lancé en janvier 2020 une consultation des différents acteurs du monde de l'énergie sur un projet de texte concernant la réforme de la régulation du nucléaire existant (ARENH) (voir note 4.1).

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Sur l'exercice 2019, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre notable hormis les opérations présentées en notes 3.2.1, 3.4.2, 3.4.5 et 3.4.7.

Note 6 Informations sectorielles

6.1 Informations par secteur opérationnel

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France – Activités de production et commercialisation** » qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF. Les activités de *trading* de matières premières d'EDF et autres sont également incluses dans ce secteur ;
- « **France – Activités régulées** » qui regroupe les activités de distribution, l'activité transport, les activités insulaires d'EDF et les activités d'Électricité de Strasbourg ;
- « **Framatome** » qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Italie** » qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;
- « **Autre international** » qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- « **EDF Renouvelables** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables ;
- « **Dalkia** » qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- « **Autres métiers** » qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	26 658	16 072	1 895	9 570	7 535	2 507	1 043	3 732	2 305	-	**71 317**
Chiffre d'affaires intersecteur	1 212	15	1 482	4	32	183	522	549	423	(4 422)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**27 870**	**16 087**	**3 377**	**9 574**	**7 567**	**2 690**	**1 565**	**4 281**	**2 728**	**(4 422)**	**71 317**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 615**	**5 101**	**527**	**772**	**578**	**339**	**1 193**	**349**	**505**	**(271)**	**16 708**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 483**	**1 892**	**230**	**(349)**	**72**	**42**	**670**	**(18)**	**1 009**	**(271)**	**6 760**
Bilan :											
Goodwill	72	223	1 341	7 965	103	33	199	544	143	-	**10 623**
Immobilisations incorporelles et corporelles	58 275	63 499	2 591	19 034	5 410	2 226	9 773	2 288	626	-	**163 722**
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises [1]	2 593	-	90	127	104	2 058	1 063	75	304	-	**6 414**
Autres actifs sectoriels [2]	19 190	4 473	1 912	5 268	1 788	620	659	1 911	2 645	-	**38 466**
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	1 737	1 925	-	-	-	-	**3 662**
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**80 397**
TOTAL ACTIF	**80 130**	**68 195**	**5 934**	**32 394**	**9 142**	**6 862**	**11 694**	**4 818**	**3 718**	**-**	**303 284**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(4 047)	(3 192)	(263)	(1 009)	(409)	(269)	(474)	(259)	(72)	-	**(9 994)**
Pertes de valeur	(29)	-	(10)	(127)	(60)	-	(49)	(105)	(23)	-	**(403)**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	117	42	163	6 622	262	398	922	279	519	-	**9 324**
Investissements corporels et incorporels	6 091	4 610	210	3 352	288	227	1 608	275	48	-	**16 709**

(1) Au 31 décembre 2019, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 667 millions d'euros (voir note 29).

6.1.2 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	France –Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie [1]	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 937	16 007	1 904	8 965	8 047	2 227	1 089	3 633	1 737	-	**68 546**
Chiffre d'affaires intersecteur	1 159	41	1 409	5	30	184	416	556	864	(4 664)	**-**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**26 096**	**16 048**	**3 313**	**8 970**	**8 077**	**2 411**	**1 505**	**4 189**	**2 601**	**(4 664)**	**68 546**
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**6 327**	**4 916**	**465**	**783**	**424**	**240**	**856**	**292**	**858**	**(263)**	**14 898**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 963**	**1 914**	**240**	**(397)**	**45**	**(10)**	**316**	**72**	**574**	**(263)**	**5 454**
Bilan :											
Goodwill	53	223	1 317	7 578	108	20	206	548	142	-	**10 195**
Immobilisations incorporelles et corporelles	53 219	60 802	2 392	15 467	6 197	2 119	8 856	2 283	689	-	**152 024**
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises [2]	2 394	-	87	79	73	4 053	1 307	29	265	-	**8 287**
Autres actifs sectoriels [3]	19 313	3 583	1 965	4 604	2 541	647	824	1 909	3 893	-	**39 279**
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**73 384**
TOTAL ACTIF	**74 979**	**64 608**	**5 761**	**27 728**	**8 919**	**6 839**	**11 193**	**4 769**	**4 989**	**-**	**283 169**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(3 307)	(2 942)	(211)	(982)	(343)	(249)	(437)	(205)	(99)	-	**(8 775)**
Pertes de valeur	(2)	-	(12)	(163)	(6)	-	(103)	-	(4)	-	**(290)**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	109	42	194	5 425	336	401	848	304	518	-	**8 177**
Investissements corporels et incorporels	5 526	4 334	261	2 983	277	216	1 919	388	112	-	**16 016**

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.

(2) Au 31 décembre 2018, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 799 millions d'euros (voir note 29).

6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut EDF Trading ;
- « **Distribution** » : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;
- « **Autres** » : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs, services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques…) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers, qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque…).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres [1]	Total
2019 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France [2]	26 834	15 607	289	42 730
■ dont International et Autres métiers	21 854	-	6 733	28 587
CHIFFRE D'AFFAIRES	**48 688**	**15 607**	**7 022**	**71 317**

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres	Total
2018 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France [2]	25 217	15 555	172	40 944
■ dont International et Autres métiers [3]	20 962	-	6 640	27 602
CHIFFRE D'AFFAIRES	**46 179**	**15 555**	**6 812**	**68 546**

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome, entité acquise le 31 décembre 2017.
(2) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 6.1).
(3) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.

Compte de résultat

Note 7 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	65 760	63 283
dont ventes d'énergie (2)	*46 590*	*44 473*
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement (3))	*19 170*	*18 810*
Autres ventes de biens et de services	4 531	4 387
Trading	1 026	876
CHIFFRE D'AFFAIRES	**71 317**	**68 546**

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

(2) En 2019, les ventes d'énergie incluent 1 548 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 432 millions d'euros en 2018. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe (voir note 1.3.7). En 2019, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et le Royaume-Uni (électricité). En 2018, il s'agissait principalement de l'Italie (électricité) et du Royaume-Uni (électricité).

(3) Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseaux de distribution Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement (voir note 1.3.7). Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 8.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2019 est en hausse de 3,5 % soit 2,4 milliards d'euros, principalement sur la France – Activités de production et commercialisation (+ 6,6 % soit + 1,6 milliard d'euros), au Royaume-Uni (+ 5,9 % soit + 0,5 milliard d'euros) et sur les Autres métiers (+ 35,6 % soit + 0,6 milliard d'euros), avec une diminution sur l'Italie (- 0,7 milliard d'euros soit - 8,1 %).

La hausse du chiffre d'affaires en France – Activités de production et commercialisation, observée en 2019 est principalement liée à des effets prix en hausse pour un montant estimé de 2,1 milliards d'euros en lien principalement avec l'évolution positive des prix sur les offres de marché et la hausse du tarif réglementé de ventes de 7,7 % HT au 1er juin 2019.

L'augmentation du chiffre d'affaires sur le Royaume-Uni s'explique principalement par un effet prix favorable sur l'électricité et la hausse des revenus de capacité suite à la remise en place du mécanisme (voir note 1.3.7), malgré une baisse des volumes vendus sur les marchés de gros, tandis que la diminution du chiffre d'affaires en Italie est principalement en lien avec les activités gaz, du fait de la baisse des prix et, dans une moindre mesure, des volumes vendus.

La hausse du chiffre d'affaires des Autres métiers provient essentiellement l'activité gazière GNL, soutenue en 2019 grâce à la compétitivité des moyens gaz en Europe et à une meilleure utilisation des capacités du Groupe.

Note 8 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Achats consommés de combustible – production d'énergie (2)	(11 700)	(12 404)
Achats d'énergie (2)	(15 041)	(13 351)
Charges de transport et d'acheminement	(8 325)	(7 701)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(7)	(18)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	(18)	418
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(35 091)**	**(33 056)**

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

(2) En 2019, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 417 et 3 117 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 271 et 2 694 millions d'euros en 2018. En 2019, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité), le Royaume-Uni (gaz), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2018, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

Note 9 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018*
Services extérieurs	(13 120)	(13 089)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(3 598)	(3 494)
Production stockée et immobilisée	7 932	7 139
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	167	182
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	**(8 619)**	**(9 262)**

* *Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).*

Retraitées des effets de change, périmètre et normes (IFRS 16), les autres consommations externes diminuent de 1,2 % par rapport à 2018.

Note 10 Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018*
Rémunérations	(8 911)	(8 736)
Charges de sécurité sociale	(1 951)	(1 957)
Intéressement et participation	(277)	(278)
Autres contributions liées au personnel	(360)	(388)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(250)	(231)
Avantages à court terme	**(11 749)**	**(11 590)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(988)	(1 033)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(801)	(1 017)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 789)**	**(2 050)**
Autres avantages à long terme	(222)	-
Indemnités de fin de contrat	(33)	(2)
Autres charges de personnel	**(255)**	**(2)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(13 793)**	**(13 642)**

* *Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).*

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de 0,6 % par rapport à 2018, principalement sur les secteurs Autres métiers, EDF Renouvelables et Dalkia.

10.2 Effectifs moyens

	2019	2018
Statut IEG	96 818	98 358
Autres	64 704	63 850
EFFECTIFS MOYENS	**161 522**	**162 208**

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalent temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans les « Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines », partie 3.4.1 « Indicateurs » du document d'enregistrement universel (ex-document de référence).

Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2019	2018*
Impôts et taxes sur rémunérations	(250)	(297)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 674)	(1 561)
Autres impôts et taxes	(1 874)	(1 832)
IMPÔTS ET TAXES	**(3 798)**	**(3 690)**

* *Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).*

Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.

Note 12 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	2019	2018*
Subventions d'exploitation	*12.1*	7 834	6 846
Résultat de déconsolidation	*12.2*	576	194
Résultat de cession d'immobilisations	*12.2*	(188)	54
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(107)	76
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(41)	(132)
Autres produits et charges	*12.3*	(1 382)	(1 036)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**6 692**	**6 002**

* *Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).*

12.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 7 662 millions d'euros en 2019 (6 554 millions d'euros en 2018).

12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2019 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 560 millions d'euros (192 millions d'euros en 2018) comprenant en particulier l'effet de la cession NnG (voir note 3.4.5) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 22 millions d'euros (262 millions d'euros en 2018).

12.3 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice et les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables. L'évolution défavorable des autres produits et charges sur l'année 2019 s'explique principalement par le renchérissement des coûts liés aux CEE, ainsi que l'évolution des indemnités de coupures liées aux aléas climatiques de 2019.

Note 13 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*

(en millions d'euros)	2019	2018
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE *TRADING*	**642**	**(224)**

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de (224) millions d'euros en 2018 à 642 millions d'euros en 2019, principalement en lien avec les positions sur le gaz chez Edison et une forte volatilité des prix observés sur le marché des autres commodités et en particulier l'électricité en 2019 (effet majoritairement prix et non volume).

Note 14 Pertes de valeur/reprises

14.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	2019	2018*
Pertes de valeur sur goodwill	*21*	(57)	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	*22*	(47)	(52)
Pertes de valeur sur actifs corporels	*24-25*	(299)	(238)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(403)**	**(290)**

* *Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).*

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2018 s'élevaient à (290) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour (122) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables (notamment un parc éolien aux États-Unis et une société de technologie biomasse aux États-Unis) pour (103) millions d'euros ;
- des actifs incorporels autres que goodwill pour (52) millions d'euros comprenant notamment la dépréciation de la marque British Energy pour (34) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (39) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2018 (voir note 26).

Les pertes de valeur enregistrées en 2019 s'élèvent à (403) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

14.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe en 2019, ainsi que certaines hypothèses clés retenues.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la norme IFRS 16 au 1er janvier 2019, le Groupe a fait évoluer en tant que de besoin la méthodologie de réalisation des tests de pertes de valeurs en fonction des caractéristiques propres à chaque UGT.

PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Valeur nette comptable *(en millions d'euros)*	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2019 *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 653	6,0 %	-	-
	Marque Edison	945	6,1 %	2,0 %	-
Italie	Goodwill Zephyro (services énergétiques)	17	6,1 %	-	(17)
Framatome	Goodwill Framatome	1 326	5,7 %	0,5 %	-
	Goodwill Dalkia	555	4,3 %	1,7 %	-
	Goodwill UGT Pologne	8	6,3 %	1,7 %	(8)
	Goodwill Dalkia Wastenergy	5	-	-	(5)
Dalkia	Marque Dalkia	137	4,8 %	1,7 %	-
EDF Renouvelables	Goodwill Futuren (Allemagne)	17	4,25 %	1,5 %	(17)
Autres pertes de valeur					(10)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					**(57)**

PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2019 *(en millions d'euros)*
	CCGT	Baisse des *spark spreads* et des perspectives de rémunération de la capacité à long-terme	6,0 %	(118)
Royaume-Uni	Autres actifs thermiques	Centrales en cours de fermeture	5,4 % - 6,0 %	(9)
	Actifs hydrauliques	Évolution défavorable de la régulation sur les concessions hydrauliques	6,1 %	(33)
Italie	Services énergétiques	Rentabilité moindre de certains contrats	6,1 % - 7,2 %	(5)
France		Projets arrêtés	-	(24)
	UGT Pologne	Perspectives de marché moins favorables	6,3 %	(48)
Dalkia	Autres UGT Dalkia		4,9 %	(44)
EDF Renouvelables	Différentes UGT	Perspectives tarifaires défavorables	3,4 % - 6,5 %	(29)
Autres pertes de valeur				(36)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(346)**

Hypothèses générales

La note 1.3.14 explique la méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation.

Les CMPC sur les pays de référence en Europe sont en légère baisse par rapport au 31 décembre 2018 en lien avec la situation actuelle de marché qui conduit à une diminution du taux sans risque. Les autres paramètres retenus pour le calcul des CMPC sont restés à un niveau globalement stable par rapport au 31 décembre 2018. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

L'environnement de marché en 2019 est en légère amélioration par rapport à 2018 avec des prix de marché de l'électricité en légère augmentation sur la France et la Belgique. En Italie, la situation est stable par rapport à l'an passé. On note, en revanche, un léger retrait sur les prix de l'électricité au Royaume-Uni.

Sur l'horizon de marché, les prix *forward* retenus sont en cohérence avec ces évolutions.

Sur l'horizon long terme, la vision des fondamentaux est stable par rapport à l'an dernier, le scénario de référence retenu dans le cadre des tests réalisés lors de la clôture 2018 ayant anticipé la diminution des trajectoires de prix des commodités gaz et charbon. La trajectoire haussière sur les prix des quotas de CO_2 dans le cadre du mécanisme de l'ETS (*EU Emissions Trading System*) a été conservée du fait du bon fonctionnement de la phase 3 du dispositif pour atteindre les objectifs de la politique de décarbonation européenne. On note néanmoins, en début d'horizon un léger infléchissement de la courbe en lien avec des hypothèses d'efficacité énergétique accrue et dans une moindre mesure à la baisse des prix du gaz livré en Europe, puis, en fin d'horizon, une légère réévaluation en raison de la hausse des hypothèses véhicules électriques et hydrogène retenues. S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, même si des incertitudes demeurent, les mécanismes de capacité qui sont mis en œuvre progressivement sous différentes modalités selon les pays permettent d'assurer une rémunération contribuant à la rentabilité de certains actifs de production, et venant confirmer les hypothèses retenues dans les tests de dépréciation. Ainsi, après la suspension fin 2018 du mécanisme au Royaume-Uni, la Commission européenne a confirmé le 24 octobre 2019 sa décision initiale d'octroi d'une autorisation d'aide d'État au marché de capacité permettant ainsi au gouvernement du Royaume-Uni de rétablir le dispositif. En Italie, les premières enchères de capacité se sont tenues courant novembre pour les livraisons des années 2022 et 2023.

À fin 2019, le contexte macroéconomique présenté ci-avant n'introduit pas de nouveau risque majeur pour le Groupe par rapport à ceux déjà appréhendés dans les états financiers des exercices précédents ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

Royaume-Uni – EDF Energy

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe en Angleterre, conduisant en particulier à une valeur nette comptable quasi-nulle pour les centrales au charbon et les stockages gaz. Au 31 décembre 2019, les investissements nécessaires réalisés pour les centrales au charbon de Cottam et West Burton A ont été totalement dépréciés pour un montant de (6) millions d'euros en cohérence avec les décisions de fermeture anticipée des centrales ; le 7 février 2019, EDF Energy a annoncé la fermeture de la centrale au charbon de Cottam en septembre 2019, la fermeture de la centrale de West Burton A sera quant à elle planifiée en tenant compte des contrats de capacité. Concernant les actifs de stockage gaz, les investissements réalisés sur l'exercice sur le site de Hole House ont été dépréciés à hauteur de (3) millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, malgré le rétablissement du mécanisme de capacité, les perspectives long terme plus basses par rapport à l'exercice précédent sur les *spark spreads* et sur le niveau anticipé de rémunération de la capacité, conjuguées à des augmentations anticipées des charges de réseau par rapport à la vision fin 2018 conduisent à enregistrer une dépréciation complémentaire de la valeur de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT) de (118) millions d'euros. La valeur de cet actif est sensible aux variations de prix ; ainsi une variation de 5 % des *spark spread* aurait un impact d'environ 6 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B.

Actifs nucléaires (centrales en exploitation et projet Hinkley Point C) et Goodwill

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants (8 centrales) est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs avec l'hypothèse d'un allongement de 20 ans de la centrale de Sizewell B de technologie REP (pour mémoire, la prolongation des durées d'exploitation des autres centrales de type RAG a déjà été actée par l'autorité de sûreté britannique, les extensions les plus récentes ayant été annoncées en février 2016). Compte tenu des difficultés de production des centrales de Hunterston et Dungeness rencontrées en 2018 et qui ont perduré sur l'exercice 2019, le test a été réalisé par prudence en intégrant un niveau de production revu à la baisse par rapport aux hypothèses retenues en 2018. La mise à jour de ces hypothèses de production a une incidence défavorable sur la valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy qui diminue par rapport à 2018, mais qui reste néanmoins largement supérieure à la valeur comptable. Une variation à la baisse de 5 % des prix de l'électricité par rapport à la trajectoire retenue dans le cadre du test aurait un impact de 15 % sur la valeur recouvrable de l'actif, qui resterait supérieure à la valeur nette comptable des actifs.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 milliards d'euros au 31 décembre 2019 (soit 6,7 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte du projet de construction de deux EPR d'une durée de vie de soixante ans sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au *Contract for Difference* (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

Le test réalisé en 2019 tient compte des dernières estimations des coûts du projet HPC (voir note 3.1.3) c'est-à-dire des coûts à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro) estimés entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 milliards de livres par rapport aux évaluations précédentes, avec le maintien d'une livraison de la tranche 1 fin 2025. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts résultent essentiellement des conditions de sol difficiles, ayant rendu les travaux de terrassement plus coûteux que prévu, de la révision des objectifs des plans d'actions opérationnels, et des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre du design fonctionnel d'une tête de série adaptée au contexte réglementaire britannique. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,6 % et 7,9 % (contre environ 9 % initialement).

Sur ces bases révisées et tenant compte également des effets défavorables précédemment explicités sur les actifs nucléaires existants, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif au 31 décembre 2019. Les analyses de sensibilité conduites sur le CPMC montrent qu'une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraîne pas de risque de perte de valeur.

S'agissant d'HPC, la dernière revue de projet a mis en évidence un risque accentué de report de la livraison (*Commercial Operations Date*) estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2, induisant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015, et dans cette hypothèse une diminution du TRI pour EDF d'environ 0,3 %. Ce risque de report et de surcoût associé réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 20 %.

Des sensibilités avec des hypothèses très dégradées ont également été conduites à titre illustratif : par exemple, un décalage de la mise en service de 4 ans et un surcoût associé de 4 milliards de livres sterling, seraient de nature à générer un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Par ailleurs, la valeur recouvrable d'EDF Energy intègre également, comme en 2018, des hypothèses prudentes sur le segment Commercialisation en lien avec le contexte concurrentiel et réglementaire sur le marché britannique, tenant en particulier compte du cap sur le *Standard Variable Tariff*. Différentes analyses de sensibilités ont été conduites sur les hypothèses de taux de marge et de perte de part de marché ; une diminution du taux de marge sur le long terme de 25 points de base conduirait à une diminution de la marge du test d'EDF Energy d'environ 6 %, des pertes de part de marché de 10 % sur le segment B2C et de 2 % sur le segment B2B auraient, quant à elles, un impact défavorable de l'ordre de 10 % sur la marge du test.

Enfin, si le Brexit n'a pas d'impact immédiat sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper eu égard aux incertitudes relatives au calendrier et aux modalités concrètes de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. Le Groupe suivra l'évolution des taux de rendement exigés par les investisseurs ainsi que l'évolution des prix des combustibles, des prix du CO_2 et des données macroéconomiques comme la croissance du PIB, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les courbes de prix.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, la marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation, qui ne conduit pas à identifier un risque de perte de valeur. La valeur de la marque reste justifiée sans prise en compte de l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3). Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. Pour mémoire, une étude externe de valorisation de la marque avait par ailleurs été réalisée fin 2018 et conclut à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable y compris sans tenir compte des flux E&P.

Au 31 décembre 2019, la valeur recouvrable des actifs hydrauliques situés dans la province autonome de Trento est fortement pénalisée par les évolutions de la régulation locale en matière de concession hydraulique. Une perte de valeur de (33) millions d'euros est ainsi enregistrée sur ces actifs. Plus globalement, la prise en compte dans le test de l'UGT hydraulique du décret *Simplificazione* 2019 relatif aux modalités de renouvellement des concessions en Italie conduit à une diminution très significative de la marge du test. Par ailleurs, la sensibilité de la marge à une variation des prix de 10 % à la baisse conduirait à l'enregistrement d'une perte de valeur de l'ordre de (50) millions d'euros.

Concernant les services énergétiques, des pertes de valeur sont enregistrées sur des actifs spécifiques pour un montant de (27) millions d'euros dont (17) millions d'euros de dépréciation d'un goodwill constaté sur une acquisition récente (Zephyro) pour laquelle la valeur recouvrable a été pénalisée par le retard de mise en œuvre d'un contrat significatif.

Par ailleurs, la valeur recouvrable des actifs éoliens s'améliore en lien avec des investissements réalisés dans des projets présentant une forte rentabilité.

Les actifs thermiques bénéficient des investissements à forte rentabilité du fait de la construction du nouveau CCGT Marghera. Les perspectives favorables sur le long terme des *clean spark spreads* et de rémunération de la capacité influent également favorablement sur la marge du test. Des tests de sensibilités ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des prix de l'électricité ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraîne pas de risque de perte de valeur.

Framatome

Au 31 décembre 2019, le goodwill de Framatome s'élève à 1 326 millions d'euros. Il résulte de l'acquisition par EDF de 75,5 % du capital de Framatome réalisée fin 2017 et pour laquelle le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018.

La valeur recouvrable de Framatome a été déterminée sur la base d'un Business Plan sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur et aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et les livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le CMPC retenu pour l'actualisation des flux futurs de trésorerie est un CMPC pondéré en fonction d'une vision conservatrice de la décomposition de l'EBIDTA de Framatome entre ses différentes activités qui ont été réparties en termes de profil de risque. Le test réalisé au 31 décembre 2019 fait apparaître un excédent significatif entre la valeur comptable et la valeur recouvrable de l'UGT.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur une hausse du CMPC de 50 points de base ou sur la prise en compte d'un taux de croissance à l'infini de 0 % sans remise en cause de la conclusion du test.

EDF Renouvelables

En 2019, (49) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables dont (17) millions d'euros au titre de la dépréciation du goodwill d'une entité allemande récemment acquise (Futuren) suite à la prise en compte de perspectives moins favorables sur ce marché. Les autres pertes de valeurs concernent des actifs spécifiques et résultent notamment de perspectives tarifaires en baisse du fait des dispositions contractuelles ou des évolutions réglementaires (en Chine notamment).

Dalkia

Au 31 décembre 2019, le goodwill de Dalkia ressort à 555 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. Selon les hypothèses actualisées en 2019, la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable. Les paramètres clés du test sont notamment la méthodologie de calcul de la valeur terminale et le taux d'actualisation pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

La marque « Dalkia » reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2019 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

Par ailleurs, des pertes de valeur ont été enregistrées sur différentes UGT du Groupe Dalkia. En Pologne notamment, la valeur recouvrable des entités Dalkia est fortement pénalisée par des perspectives de revenus inférieurs aux prévisions des années antérieures qui ne permettent pas de répercuter l'impact des augmentations d'investissements de mise en conformité. Ainsi, des pertes de valeur sont enregistrées pour (55) millions d'euros sur ces actifs dont (8) millions d'euros sur le goodwill.

D'autres UGT sont dépréciées sur l'exercice du fait de situation particulière telle que :

- la chute brutale des prix du papier au Canada et les conditions d'exploitation en résultant qui conduisent à enregistrer (11) millions d'euros de perte de valeur sur Dalkia Wastenergy dont (5) millions d'euros sur le goodwill ;
- la liquidation judiciaire d'Arjowiggins prononcée le 29 mars 2019 conduisant à la perte du client chaleur de la cogénération CCB et à la dépréciation des actifs correspondant pour (12) millions d'euros.

D'autres actifs isolés sont également dépréciés pour un montant cumulé de (27) millions d'euros.

France – Production et commercialisation

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT n'inclut aucun goodwill.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers du Groupe, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dits « jaune » et « vert » au 1er janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en note 1.3.14 sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,1 % au 31 décembre 2019. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une prolongation à 50 ans de la durée de vie des centrales en exploitation (à l'exception de Fessenheim), en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée dans le test à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Les hypothèses de rémunération de capacité retenues pour le test sont en hausse par rapport à l'exercice précédent en cohérence avec l'analyse des fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2019 s'élève à 19,5 euros du kilowatt.

Le test tient compte des dernières prévisions concernant Flamanville 3 (voir note 3.1.1) c'est-à-dire du calendrier ajusté, avec une date de chargement du combustible fin 2022, et de la réestimation du coût de construction à 12,4 milliards d'euros$_{2015}$, hors intérêts intercalaires, soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros par rapport à l'estimation précédente. Le test prend en compte l'enregistrement pour l'essentiel de ces coûts supplémentaires en autres produits et charges d'exploitation.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production en France. La marge du test est en augmentation par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2018, l'augmentation des coûts et le décalage de mise en service de Flamanville 3 étant plus que compensés par des effets favorables essentiellement liés à la diminution du taux d'actualisation et à l'effet positif de sortie des flux de l'exercice 2019.

Les hypothèses structurantes du test sont en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Le test réalisé au 31 décembre 2019 intègre également en sensibilité les propositions de la fermeture anticipée de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, sans modification des conclusions du test.

France – Pertes de valeur sur actifs spécifiques

Le Groupe a par ailleurs comptabilisé (24) millions d'euros de dépréciations en lien avec la décision d'arrêt de deux projets, un projet hydraulique et un développement informatique.

Autre International – Belgique

Le test de dépréciation mis en œuvre sur Luminus ne met pas en évidence de risque de dépréciation. La marge du test est toutefois pénalisée par les actifs nucléaires Tihange 2 et 3 et Doel 3 et 4, dans lequel Luminus détient 10,2 %.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2019 à hauteur de (73) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 26.

Note 15 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (185) millions d'euros au 31 décembre 2019. Ils comprennent la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) pour (30) millions d'euros réalisée sur le premier semestre 2019 (voir ci-dessous), ainsi que des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe et d'autres opérations ayant une nature d'autres produits et charges d'exploitation de montant individuellement peu significatif.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (105) millions d'euros au 31 décembre 2018 et comprenaient principalement une plus-value de 755 millions d'euros dans le cadre de la cession de Dunkerque LNG et une dotation aux provisions pour contrat onéreux de (737) millions d'euros liée au contrat à long terme avec la société Dunkerque LNG, soit un impact net de 18 millions d'euros. Ils comprenaient également (36) millions d'euros liés aux primes exceptionnelles de solidarité en France et (15) millions liés à l'ajustement du mécanisme de *guaranteed minimum pension* d'EDF Energy.

S'agissant de l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 4 avril 2019, le principe d'une opération d'actionnariat salarié. Celle-ci a été réalisée par la cession de 7 704 974 actions existantes par l'État à EDF, qui les a rétrocédées immédiatement aux salariés, anciens salariés et retraités éligibles. L'opération ne constitue donc pas une augmentation de capital pour le Groupe.

Le prix de cession des actions a été fixé le 20 juin 2019. Il comportait une décote de 20 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris (*Volume-Weighted Average Price*), durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix.

La livraison des actions a été effectuée le 16 juillet 2019.

Note 16 Résultat financier

16.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Charges d'intérêts sur opérations de financement (2)	(1 801)	(1 765)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(14)	(93)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(40)	102
Résultat net de change sur endettement	49	44
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 806)**	**(1 712)**

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).
(2) Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2019 les intérêts relatifs à la dette locative (IFRS 16) de (85) millions d'euros au 31 décembre 2019.

16.2 Effet de l'actualisation

L'effet de désactualisation concerne principalement les provisions nucléaires, pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs, ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(931)	(875)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs (2)	(2 116)	(2 480)
Autres provisions et avances	(114)	(109)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(3 161)**	**(3 464)**

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).
(2) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 39.3).

La baisse de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'intérêt réel de 10 points de base en 2019 contre 20 points de base en 2018, s'agissant des provisions nucléaires en France.

16.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018*
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	17	13
Produits (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	248	254
Produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	878	496
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	2 338	(995)
Autres charges financières	(129)	(274)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(9)	(93)
Produits sur les actifs de couverture	523	475
Intérêts d'emprunts capitalisés	740	502
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**4 606**	**378**

* *Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).*

Les « produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2019 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 740 millions d'euros (494 millions d'euros en 2018) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de 138 millions d'euros (dont 136 millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 2 millions en 2018 (dont (12) millions d'euros en 2018 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2019, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 338 millions d'euros. Dans un contexte de marchés orientés à la hausse, cette évolution favorable s'explique par la variation de la juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de 2 586 millions d'euros (dont 2 545 millions d'euros au titre des actifs dédiés) et par les variations de juste valeur d'instruments dérivés à hauteur de (248) millions d'euros. En 2018, les variations des instruments financiers en juste valeur par compte de résultat de (995) millions d'euros incluaient (989) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

L'augmentation des intérêts d'emprunt capitalisés est liée à celle des immobilisations en cours relative à Flamanville 3 et HPC.

Note 17 Impôts sur les résultats

17.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2019	2018*
Impôts courants	(1 609)	(266)
Impôts différés	28	444
TOTAL	**(1 581)**	**178**

* *Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).*

En 2019, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 519) millions d'euros et des autres filiales pour (90) millions d'euros (respectivement (168) millions d'euros et (98) millions d'euros en 2018).

17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2019	2018 (1)
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**6 399**	**656**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	**(2 203)**	**(226)**
Différences de taux d'imposition (2)	185	1
Différences permanentes (3)	162	30
Impôts sans base (4)	118	239
Actifs d'impôts différés non reconnus	156	132
Autres	1	2
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(1 581)**	**178**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**24,71 %**	**- 27,13 %**

(1) *Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).*

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (1 581) millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,71 % (contre 178 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 27,13 %). L'augmentation de la charge d'impôt de 1 759 millions d'euros entre 2019 et 2018 est essentiellement liée à la hausse du résultat avant impôt de 5 743 millions d'euros (notamment lié aux variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers d'EDF SA), générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 977 millions d'euros en application d'un taux d'impôt sur les bénéfices en France de 34,43 %.

Retraité des éléments non récurrents (principalement variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, pertes de valeur et cessions), le taux effectif d'impôt courant en 2019 est de 19,1 %, contre 22,6 % en 2018.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2019 :
  - (2) l'impact favorable des différences de taux d'imposition pour 185 millions d'euros lié à l'écart entre le taux d'impôt France de 34,43 % et le taux d'impôt en Italie de 24 % et au Royaume-Uni de 19 %,
  - (3) l'effet favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 160 millions d'euros (principalement Alpiq et NnG),
  - (4) l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 204 millions d'euros ;
- pour 2018 :
  - (3) l'impact favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 199 millions d'euros (principalement Dunkerque LNG),
  - (4) l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 203 millions d'euros.

17.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2019	2018
Impôts différés actifs	978	1 220
Impôts différés passifs	(1 987)	(2 362)
Impôts différés nets au 1er janvier	**(1 009)**	**(1 142)**
Variation en résultat net	28	508
Variation en capitaux propres	(402)	(354)
Écarts de conversion	(66)	23
Mouvements de périmètre (1)	(275)	(28)
Autres mouvements (2)	(14)	(16)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**(1 738)**	**(1 009)**
Dont impôts différés actifs	557	978
Dont impôts différés passifs	(2 295)	(1 987)

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations en concessions de l'activité E&P.

(2) Intègre le reclassement de provision pour contentieux fiscaux à impôt différé passif pour un montant de 235 millions d'euros conformément à IFRIC 23 (voir note 35) et un impôt différé actif au titre de contrôles fiscaux d'EDF International (voir note 50.1).

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2019 est liée à hauteur de (69) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((309) millions d'euros sur l'exercice 2018) ainsi qu'à hauteur de (233) millions d'euros sur les variations de juste valeur de couverture de matières premières ((11) millions d'euros sur l'exercice 2018).

17.4 Ventilation des impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 141)	(5 627)
Provisions pour avantages du personnel	5 018	4 493
Autres provisions et pertes de valeur	561	557
Instruments financiers	74	172
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 292	1 448
Autres	333	187
Impôts différés actifs et passifs	**1 137**	**1 230**
Impôts différés actifs non reconnus	(2 875)	(2 239)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(1 738)**	**(1 009)**

Au 31 décembre 2019, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 875 millions d'euros (2 239 millions d'euros au 31 décembre 2018) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 091 millions d'euros (1 449 millions d'euros au 31 décembre 2018) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 473 millions d'euros (485 millions d'euros en 2018) est liée à un résultat fiscal négatif générant des déficits dont l'expiration se situe entre 2030 et 2037.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables activés sont de 395 millions d'euros (662 millions d'euros en 2018) et se situent principalement aux États-Unis pour 197 millions d'euros (230 millions d'euros en 2018) et en France pour 37 millions d'euros (214 millions d'euros en 2018). Ils ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

Note 18 Contrats de location

Les principaux impacts de la comptabilisation des contrats de location en tant que preneur selon IFRS 16 sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2019
Revenus en provenance des sous-locations	73
Charges au titre des loyers variables	(45)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(167)
Résultats de cessions-bails	-
Excédent brut d'exploitation	**(139)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(660)
Résultat d'exploitation	**(799)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(85)
Résultat avant impôt de sociétés intégrées	**(884)**

Note 19 Résultat des activités en cours de cession

La ligne « Résultat net des activités en cours de cession » comprend, d'une part, les éléments du compte de résultat de l'activité « E&P » pour les exercices 2018 et 2019 et d'autre part les pertes de valeur relatives à ces actifs comptabilisées pour ces deux périodes. Pour l'exercice 2019, elle intègre une perte de valeur pour un montant de (513) millions d'euros, déterminée par différence entre la valeur comptable et la juste valeur nette des frais de cession (voir note 2.3.1).

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P sur ces périodes sont les suivants :

(en millions d'euros)	2019	2018
Chiffre d'affaires	407	430
Excédent brut d'exploitation	252	367
Résultat d'exploitation	122	136
Résultat financier	(25)	(11)
Impôt sur les résultats	(38)	(103)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITÉ	**59**	**22**
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt	(513)	(234)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**(454)**	**(212)**

Note 20 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	**2019**	**2018**
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 155	1 177
dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*5 597*	*1 384*
dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession	*(442)*	*(207)*
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(589)	(584)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**4 566**	**593**
dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*5 008*	*800*
dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action	*(442)*	*(207)*
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**3 029 504 511**	**2 968 327 473**
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**3 029 504 511**	**2 968 327 473**
Résultats par action *(en euros)* **:**		
RÉSULTAT PAR ACTION	**1,50**	**0,20**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**1,50**	**0,20**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1,65**	**0,27**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1,65**	**0,27**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**(0,15)**	**(0,07)**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**(0,15)**	**(0,07)**

En 2019, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2018 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 s'est traduit par une augmentation de capital et de la prime d'émission d'un montant total de 881 millions d'euros correspondant à l'émission de 93 353 410 actions.

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

Note 21 Goodwill

21.1 Variation des goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	**31/12/2019**	**31/12/2018**
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 195**	**10 036**
Acquisitions	66	116
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 14)	(57)	-
Écarts de conversion	392	(61)
Autres mouvements	27	104
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**10 623**	**10 195**
Valeur brute à la clôture	11 418	10 960
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(795)	(765)

En 2019, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Foxguard par Framatome, d'entités de services en Belgique et la première consolidation des filiales de Cyclife au Royaume-Uni et en Suède ;
- des écarts de conversion pour 392 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2018, les variations observées étaient liées principalement à la variation du goodwill liée à la finalisation de la comptabilisation du regroupement d'entreprises sur l'acquisition de Framatome du 31 décembre 2017 pour 58 millions d'euros, à l'acquisition d'Edison Énergie (ex GNVI) et Attiva réalisée par Edison en Italie pour respectivement 80 millions d'euros et 13 millions d'euros et à des écarts de conversion pour (61) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

21.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit, selon l'information sectorielle présentée en note 6.1 :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
France – Production et commercialisation	72	53
France – Activités régulées	223	223
Framatome	1 341	1 317
Royaume-Uni (EDF Energy)	7 965	7 578
Italie	104	108
Autre international	33	20
Dalkia	544	548
EDF Renouvelables	199	206
Autres métiers	142	142
TOTAL GROUPE	**10 623**	**10 195**

Note 22 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre [2]	Autres mouvements	31/12/2019
Logiciels	4 664	726	(93)	50	(42)	(10)	5 295
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	581	-	-	-	-	(77)	504
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	501	1 400	(1 436)	11	-	(2)	474
Autres immobilisations incorporelles	8 720	460	(15)	37	(1 195)	(88)	7 919
Immobilisations incorporelles en cours [1]	1 233	183	(10)	8	(10)	11	1 415
Valeurs brutes	**15 699**	**2 769**	**(1 554)**	**106**	**(1 247)**	**(166)**	**15 607**
Logiciels	(2 417)	(656)	92	(36)	41	13	(2 963)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(233)	(35)	-	-	-	77	(191)
Autres immobilisations incorporelles	(3 131)	(446)	11	(18)	475	6	(3 103)
Amortissements et pertes de valeur	**(5 781)**	**(1 137)**	**103**	**(54)**	**516**	**96**	**(6 257)**
VALEURS NETTES	**9 918**	**1 632**	**(1 451)**	**52**	**(731)**	**(70)**	**9 350**

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.
(2) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations de l'activité E&P et la cession de NnG (voir note 3.4.5).

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2019 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 729 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 1 120 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 777 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 414 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (47) millions d'euros a été enregistrée en 2019 ((52) millions d'euros en 2018).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 523 millions d'euros en 2019 (510 millions d'euros en 2018).

Note 23 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

23.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Immobilisations	56 533	54 677
Immobilisations en cours	1 880	1 838
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**58 413**	**56 515**

23.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2018	**2 895**	**93 279**	**4 378**	**100 552**
Augmentations [1]	178	4 232	422	4 832
Diminutions	(12)	(541)	(176)	(729)
VALEURS BRUTES AU 31/12/2019	**3 061**	**96 970**	**4 624**	**104 655**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	**(1 458)**	**(41 694)**	**(2 723)**	**(45 875)**
Dotations nettes aux amortissements	(69)	(235)	(199)	(503)
Diminutions	16	447	162	625
Autres mouvements [2]	(12)	(2 242)	(115)	(2 369)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2019	**(1 523)**	**(43 724)**	**(2 875)**	**(48 122)**
Valeurs nettes au 31/12/2018	**1 437**	**51 585**	**1 655**	**54 677**
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	**1 538**	**53 246**	**1 749**	**56 533**

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.
(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de passifs de concessions.

Note 24 Immobilisations en concessions des autres activités

24.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Immobilisations	5 705	6 026
Immobilisations en cours	1 155	1 313
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	**6 860**	**7 339**

24.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2018	**1 510**	**12 902**	**24**	**609**	**15 045**
Augmentations	23	259	8	33	323
Diminutions	(6)	(33)	(6)	(11)	(56)
Écarts de conversion	-	7	-	1	8
Mouvements de périmètre*	-	(2 131)	-	(8)	(2 139)
Autres mouvements	1	17	1	-	19
VALEURS BRUTES AU 31/12/2019	**1 528**	**11 021**	**27**	**624**	**13 200**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	**(929)**	**(7 653)**	**(15)**	**(422)**	**(9 019)**
Dotations nettes aux amortissements	(32)	(264)	(6)	(31)	(333)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	-	-	-	-
Diminutions	5	29	1	10	45
Écarts de conversion	-	(5)	-	-	(5)
Mouvements de périmètre*	-	1 805	-	14	1 819
Autres mouvements	-	7	-	(9)	(2)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2019	**(956)**	**(6 081)**	**(20)**	**(438)**	**(7 495)**
Valeurs nettes au 31/12/2018	**581**	**5 249**	**9**	**187**	**6 026**
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	**572**	**4 940**	**7**	**186**	**5 705**

* *Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations en concessions de l'activité E&P.*

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et tiennent compte de la présentation des concessions E&P d'Edison en actifs détenus en vue de leur vente.

Sur l'exercice 2019, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours s'élèvent à (14) millions d'euros.

En 2019, la variation observée sur les immobilisations en concessions, concerne notamment le reclassement des actifs de l'activité E&P d'Edison en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de (546) millions d'euros.

Note 25 Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation

25.1 Valeur nette des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation

La valeur nette des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Immobilisations	50 011	47 779
Immobilisations en cours	34 755	30 377
Immobilisations financées par location-financement*	n.a.	96
Actifs au titre du droit d'utilisation*	4 333	n.a.
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION, AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION	**89 099**	**78 252**

n.a. : non applicable.

** Au 31 décembre 2018, ces actifs comprennent les seules immobilisations financées par location-financement (96 millions d'euros). Au 31 décembre 2019, ils intègrent également les actifs relatifs aux locations preneur de l'ensemble des filiales du Groupe (IFRS 16).*

Au 31 décembre 2019, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre comprennent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 13 653 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 028 millions d'euros. Elles comprennent également les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 10 942 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 318 millions d'euros).

Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2019 est de 10 833 millions d'euros hors intérêts intercalaires (soit 10 645 millions d'euros en immobilisations en cours et 188 millions d'euros [1] en immobilisations mises en service). Ce montant intègre, en sus du coût de construction :

- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 422 millions d'euros ;
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 611 millions d'euros ; et
- tient compte de l'élimination des soldes bilanciels et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 476 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2019 de 9 800 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires), communiqué le 9 octobre 2019 de 12,4 milliards d'euros, exprimé en euros$_{2015}$.

Les immobilisations en cours augmentent de 4 378 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2019 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur l'exercice (voir note 25.2). Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2019 concernent principalement :

- le secteur France – Production et commercialisation pour 5 689 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés dans le cadre du programme « Grand carénage », les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur Royaume-Uni pour 3 381 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 721 millions d'euros avec une augmentation significative des capacités mises en construction, en éolien et en solaire, en France, en Amérique du Nord, et dans les pays émergents.

(1) Soit 252 millions d'euros en valeur brute diminuée de 64 millions d'euros d'amortissements.

25.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et actifs au titre du droit d'utilisation)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2018	**12 968**	**71 390**	**19 445**	**19 354**	**123 157**
Augmentations	824	3 999	394	2 375	7 592
Diminutions	(76)	(1 225)	(127)	(447)	(1 875)
Écarts de conversion	52	563	162	293	1 070
Mouvements de périmètre [1]	26	-	(1 419)	(178)	(1 571)
Autres mouvements [2]	3	486	31	(81)	439
VALEURS BRUTES AU 31/12/2019	**13 797**	**75 213**	**18 486**	**21 316**	**128 812**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	**(7 191)**	**(47 224)**	**(12 599)**	**(8 364)**	**(75 378)**
Dotations nettes aux amortissements	(350)	(3 115)	(609)	(1 286)	(5 360)
Pertes de valeur nettes de reprises	(23)	-	(131)	(110)	(264)
Diminutions	59	1 129	122	403	1 713
Écarts de conversion	(7)	(290)	(151)	(106)	(554)
Mouvements de périmètre [1]	(8)	-	630	149	771
Autres mouvements [2]	2	155	(27)	141	271
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2019	**(7 518)**	**(49 345)**	**(12 765)**	**(9 173)**	**(78 801)**
Valeurs nettes au 31/12/2018	**5 777**	**24 166**	**6 846**	**10 990**	**47 779**
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	**6 279**	**25 868**	**5 721**	**12 143**	**50 011**

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations de l'activité E&P.
(2) Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour 336 millions d'euros (voir note 32.1).

25.3 Actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2018	**10**	**469**	**479**
Retraitement IFRS 16 (voir note 2.1)	4 199	293	4 492
Valeurs brutes retraitées au 01/01/2019	**4 209**	**762**	**4 971**
Augmentations [1]	462	82	544
Diminutions	-	-	-
Écarts de conversion	27	1	28
Mouvements de périmètre	(7)	6	(1)
Autres mouvements [2]	(171)	(16)	(187)
Valeurs brutes au 31/12/2019	**4 520**	**835**	**5 355**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	**(5)**	**(378)**	**(383)**
Dotations nettes aux amortissements	(542)	(118)	(660)
Diminutions	-	-	-
Écarts de conversion	(1)	-	(1)
Mouvements de périmètre	5	(3)	2
Autres mouvements	2	18	20
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2019	**(541)**	**(481)**	**(1 022)**
Valeurs nettes au 31/12/2018	**5**	**91**	**96**
Valeurs nettes retraitées au 01/01/2019	**4 204**	**384**	**4 588**
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	**3 979**	**354**	**4 333**

(1) Les augmentations concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location.
(2) Les autres mouvements comprennent l'effet des révisions contractuelles sur le droit d'utilisation.

Note 26 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2019			31/12/2018	
(en millions d'euros)	Activité principale [1]	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE	A	50,10	1 417	308	1 406	283
Taishan (TNPJVC) [2]	P	30,00	n.c.	n.c.	984	(2)
Autres participations détenues par EDF SA			1 448	59	1 216	110
Participations détenues par EDF Renouvelables			1 063	77	1 307	79
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			n.c.	n.c.	1 085	38
Sous total			**6 414**	**519**	**5 998**	**508**
CENG (reclassé en actifs détenus en vue de leur vente – voir note 46)	P	49,99	n.a.	288	1 667	102
Alpiq (cédée le 28 mai 2019)	P, D, A, T	n.a.	n.a.	11	622	(41)
Sous total				**299**	**2 289**	**61**
TOTAL				**818**	**8 287**	**569**

n.a. : non applicable.
n.c. : non communiqué.

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres.
(2) La publication des comptes consolidés de CGN (société mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2019.

Les autres participations détenues par EDF SA sont des actifs dédiés (voir note 48.3).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Compagnie Énergétique de Sinop (CES) (dont la mise en service a eu lieu le 16 septembre 2019 pour la première turbine et le 18 octobre 2019 pour la seconde), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd., Nachtigal (dont la construction a démarré en mars 2019 et la mise en service opérationnelle est prévue fin 2023), et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables.

Les titres CENG ont été reclassés en IFRS 5 suite à la notification du Groupe d'exercer l'option de vente de sa participation (voir notes 3.2.2 et 46).

La participation dans Alpiq a été cédée le 28 mai 2019 (voir note 3.2.1).

Sur l'exercice 2019, (73) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques, non décrites ci-dessous eu égard à leur faible matérialité sur les comptes du Groupe.

Sur l'exercice 2018, (39) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques.

26.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

26.1.1 Éléments financiers de CTE

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs non courants	18 568	17 740
Actifs courants	3 120	2 854
TOTAL ACTIF	**21 688**	**20 593**
Capitaux propres	2 829	2 807
Passifs non courants	15 059	13 225
Passifs courants	3 800	4 561
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**21 688**	**20 593**
Chiffre d'affaires	4 856	4 817
Excédent brut d'exploitation	2 181	2 058
Résultat net	615	566
Endettement financier net	12 256	11 799
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(279)	78
Dividendes versés	313	313

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

26.2 Taishan

26.2.1 Éléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs non courants	11 595	11 030
Actifs courants	451	350
TOTAL ACTIF	**12 046**	**11 380**
Capitaux propres	3 279	3 316
Passifs non courants	7 777	6 864
Passifs courants	990	1 200
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**12 046**	**11 380**
Chiffre d'affaires	32	-
Résultat net	(8)	(56)
Dividendes versés	-	-

26.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

Framatome dispose de deux contrats avec TNPJVC :

- fourniture de deux îlots nucléaires EPR en consortium avec CNPDC et CNPEC ;
- livraison de combustibles (premier cœur et première recharge de chaque unité).

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019 (voir note 3.1.4).

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3e génération en Chine, dont Taishan.

Le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018).

Les mécanismes d'indexation et le niveau du tarif après 2021 n'ont pas été précisés dans cette décision.

Les travaux de mise à jour du business plan ont été conduits en intégrant cette décision tarifaire temporaire. Ils n'entraînent pas de dépréciation de l'actif dans les comptes au 31 décembre 2019.

Note 27 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 649	(4)	10 645	10 671	(6)	10 665
Autre combustible	872	(30)	842	957	(14)	943
Autres approvisionnements	1 624	(360)	1 264	1 613	(302)	1 311
En-cours de production de biens et services	497	(30)	467	538	(30)	508
Autres stocks	869	(38)	831	840	(40)	800
TOTAL STOCKS	**14 511**	**(462)**	**14 049**	**14 619**	**(392)**	**14 227**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 828 millions d'euros au 31 décembre 2019 (7 810 millions d'euros au 31 décembre 2018).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading est comptabilisée en « Autre combustible » et « Autres stocks » et s'élève à 141 millions d'euros au 31 décembre 2019 (142 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Note 28 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	*Note*	31/12/2019	31/12/2018
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		15 066	14 468
dont actifs sur contrat	*28.3*	*400*	*439*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		1 583	2 446
Dépréciations		(1 043)	(1 004)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE		**15 606**	**15 910**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 6 719 millions d'euros au 31 décembre 2019 (6 827 millions au 31 décembre 2018).

28.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2019 Valeurs brutes	31/12/2019 Provisions	31/12/2019 Valeurs nettes	31/12/2018 Valeurs brutes	31/12/2018 Provisions	31/12/2018 Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	**16 649**	**(1 043)**	**15 606**	**16 914**	**(1 004)**	**15 910**
dont créances échues de moins de 6 mois	1 262	(187)	1 075	1 318	(214)	1 104
dont créances échues de 6 à 12 mois	367	(124)	243	393	(152)	241
dont créances échues de plus de 12 mois	940	(514)	426	877	(511)	366
dont total des créances échues	**2 569**	**(825)**	**1 744**	**2 588**	**(877)**	**1 711**
dont total des créances non échues	**14 080**	**(218)**	**13 862**	**14 326**	**(127)**	**14 199**

28.2 Opérations de mobilisation de créances

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	32	38
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 042	1 095

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 042 millions d'euros au 31 décembre 2019, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia (1 095 millions d'euros en décembre 2018).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

28.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 400 millions d'euros au 31 décembre 2019 et de 439 millions d'euros au 31 décembre 2018 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

Note 29 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Charges constatées d'avance	1 429	1 719
Compensation des charges de Service Public de l'énergie (CSPE)	1 667	799
Créances TVA	2 022	2 133
Créances fiscales (hors TVA)	153	342
Autres créances d'exploitation	3 540	4 149
AUTRES DÉBITEURS	**8 811**	**9 142**
dont part non courante	1 930	1 796
dont part courante	6 881	7 346
dont valeurs brutes	8 877	9 197
dont dépréciation	(66)	(55)

Au 31 décembre 2019, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la CSPE à hauteur de 1 667 millions d'euros (799 millions d'euros au 31 décembre 2018). L'autre partie de la créance CSPE figure en prêts et créances financières (voir note 39.3).

Les autres créances d'exploitation comprennent les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 1 278 millions d'euros (1 192 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement le secteur France – Activités de production et commercialisation.

Note 30 Capitaux propres

30.1 Capital social

Au 31 décembre 2019, le capital social s'élève à 1 551 810 543 euros composé de 3 103 621 086 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,58 % par l'État, 14,92 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,34 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,16 % d'actions auto-détenues.

En juin 2019, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2018 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 431 millions d'euros, suite à l'émission de 40 701 950 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2019.

En décembre 2019, le paiement en action d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2019 s'est traduit par une augmentation de capital social de 27 millions d'euros et une prime d'émission de 403 millions d'euros, suite à l'émission de 52 651 460 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

30.2 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Au 31 décembre 2019, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 4 882 938 actions pour une valeur de 64 millions d'euros.

30.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 16 mai 2019 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2018 à 0,31 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,341 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en numéraire le 10 décembre 2018, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2018 s'élève à 0,16 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,191 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 18 juin 2019.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2018 en actions.

Le montant du solde du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2018 s'élève à 31 millions d'euros.

Le 19 novembre 2019, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2019, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 17 décembre 2019 pour un montant de 458 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2019 s'élève à 27 millions d'euros.

30.4 Instruments de capitaux propres

Au 31 décembre 2019, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 9 209 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts).

Les opérations d'émission et de rachats de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisés en capitaux propres au 31 décembre 2019 pour un montant net total de (1 125) millions d'euros (voir notes 3.3.2 et 3.3.3).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 589 millions d'euros sur l'exercice 2019 et de 584 millions d'euros sur l'exercice 2018. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2020, une rémunération d'environ 286 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE CHEZ EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	267	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
EDF	11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %

30.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

30.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2019			31/12/2018	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 764	(16)	2 612	(21)
NNB Holding Ltd.	33,5 %	3 977	5	2 849	(3)
EDF Investissements Groupe SA	6,1 %	516	10	516	11
Luminus SA (ex EDF Luminus SA)	31,4 %	376	(6)	380	(21)
Framatome	24,5 %	163	(22)	194	24
Autres participations ne donnant pas le contrôle	**-**	**1 528**	**56**	**1 626**	**24**
TOTAL	**-**	**9 324**	**27**	**8 177**	**14**

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. (anciennement British Energy), détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Limited, holding de la société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, groupe acquis le 31 décembre 2017 et détenu à 75,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement en 2018 et 2019 aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co. et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 239 millions d'euros au 31 décembre 2019 (260 millions d'euros en 2018).

30.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs non courants	25 807	21 304
Actifs courants	3 649	3 289
TOTAL ACTIF	**29 456**	**24 593**
Capitaux propres	13 820	13 061
Passifs non courants	15 175	10 805
Passifs courant	461	727
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**29 456**	**24 593**
Chiffre d'affaires	2 807	2 765
Résultat net	(81)	(106)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	841	(100)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	328	649
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(474)	(555)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	-	(113)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**472**	**483**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(146)	(19)
Incidence des variations de change	17	1
Autres incidences	(14)	7
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**329**	**472**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	-	23

Note 31 Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

		31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	*Notes*	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 432	23 822	25 254	1 515	22 362	23 877
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		364	31 761	32 125	302	26 842	27 144
Provisions liées à la production nucléaire	*32*	**1 796**	**55 583**	**57 379**	**1 817**	**49 204**	**51 021**
Autres provisions pour déconstruction	*33*	**105**	**1 573**	**1 678**	**91**	**2 033**	**2 124**
Provisions pour avantages du personnel	*34*	**945**	**20 539**	**21 484**	**998**	**17 627**	**18 625**
Autres provisions	*35*	**2 710**	**3 065**	**5 775**	**3 104**	**2 908**	**6 012**
TOTAL PROVISIONS		**5 556**	**80 760**	**86 316**	**6 010**	**71 772**	**77 782**

Note 32 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.2.2.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres Mouvements	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	12 162	548	(1 092)	576	74	58	12 326
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 120	32	(29)	51	23	140	1 337
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 595	165	(232)	680	46	337	11 591
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**23 877**	**745**	**(1 353)**	**1 307**	**143**	**535**	**25 254**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	23 040	105	(174)	984	444	3 210	27 609
Provisions pour derniers cœurs	4 104	-	-	167	88	157	4 516
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**27 144**	**105**	**(174)**	**1 151**	**532**	**3 367**	**32 125**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**51 021**	**850**	**(1 527)**	**2 458**	**675**	**3 902**	**57 379**

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2019 s'explique notamment par :

- la baisse du taux d'actualisation réel en France et au Royaume-Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 449 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 1 708 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents en France ; créance NLF au Royaume-Uni) ;
- la révision des hypothèses d'évaluation des passifs nucléaires de déconstruction au Royaume-Uni dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de 1 994 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à la créance NLF (voir note 32.2.3).

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
(en millions d'euros)	***Note 32.1***	***Note 32.2***		
Provisions pour gestion du combustible usé	10 823	1 503	-	12 326
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	805	532	-	1 337
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	1 053	7	11 591
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2019	**22 159**	**3 088**	**7**	**25 254**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2018	**21 295**	**2 576**	**6**	**23 877**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	10 303	369	27 609
Provisions pour derniers cœurs	2 624	1 892	-	4 516
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2019	**19 561**	**12 195**	**369**	**32 125**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2018	**18 511**	**8 332**	**301**	**27 144**

Les provisions nucléaires en France et au Royaume-Uni sont respectivement présentées en notes 32.1 et 32.2.

En Belgique, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe Engie) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celles des fonds permettant de les couvrir. À ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des obligations présentées au passif sous forme de provisions et s'élevant à 259 millions d'euros au 31 décembre 2019 (209 millions d'euros au 31 décembre 2018) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée à l'actif du bilan consolidé en actifs financiers en juste valeur (voir note 39.3) pour 230 millions d'euros au 31 décembre 2019 (203 millions d'euros au 31 décembre 2018). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

32.1 Provisions nucléaires en France

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.3.2.2 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 48).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation [1]	Autres mouvements [2]	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	*32.1.1*	10 698	535	(890)	515	(35)	10 823
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	*32.1.2*	751	29	(29)	36	18	805
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	*32.1.2*	9 846	161	(232)	650	106	10 531
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**21 295**	**725**	**(1 151)**	**1 201**	**89**	**22 159**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	*32.1.3*	15 985	105	(141)	694	294	16 937
Provisions pour derniers cœurs	*32.1.4*	2 526	-	-	97	1	2 624
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**18 511**	**105**	**(141)**	**791**	**295**	**19 561**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**39 806**	**830**	**(1 292)**	**1 992**	**384**	**41 720**

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 543 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2019 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 449 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2019 pour les provisions adossées à des actifs pour 361 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui Orano Cycle) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Cycle) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à AREVA NC une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

32.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par Orano à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MW puis dans certaines tranches 1 300 MW. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018. En lien avec eux, EDF a poursuivi en 2019 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement (soit 759 millions d'euros) pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF (pas de calendrier défini à date).

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 48.4).

32.1.2 Provision pour reprise et conditionnement des déchets – Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

32.1.2.1 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1er janvier 2017.

Elle concerne les charges futures des déchets radioactifs issus de l'exploitation ou de la déconstruction, (hors combustibles usés) relatives à :

- la qualification et au conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

Le montage des équipements d'ICEDA (installation d'entreposage intermédiaire construite sur le site de la centrale de Bugey) a été achevé depuis décembre 2018 et les essais en inactif sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le champ des Équipements Importants pour la

Protection des Intérêts (EIP) et les documents requis au titre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service transmis à l'ASN. Une mise en service d'ICEDA est attendue pour le premier semestre 2020.

32.1.2.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'entreposage à l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- le stockage direct, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Déchets TFA et FMA	1 561	1 278
Déchets FAVL	330	292
Déchets HA-MAVL	8 640	8 276
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	**10 531**	**9 846**

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs, Cyclife France (pour le traitement des déchets) et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants. En 2019, une mise à jour des hypothèses des coûts et d'inventaires a été réalisée. Ces hypothèses ont fait l'objet d'une projection à long terme basée sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir. L'ensemble des effets liés aux travaux de mise à jour des devis conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en subsurface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 prévoit des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL reste en cours d'instruction et sera finalisé dans le cadre du PNGMDR.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences d'approches. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif au projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Les études de conception des installations futures sont en cours avec l'ANDRA et les parties prenantes. Elles intègrent des optimisations technico-économiques ainsi que les retours de l'instruction du dossier d'options de sûreté transmis par l'ANDRA à l'ASN en avril 2016. Par ailleurs la loi du 11 juillet 2016 a précisé la notion de réversibilité. Courant 2017 l'ANDRA a opté pour une nouvelle configuration, qui servira de base à l'avant-projet.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'options de sûreté) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. À noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'expert mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est désormais prévue en 2020, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Après une phase industrielle pilote à horizon 2030, les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031. La provision n'est donc pas impactée par cette évolution de planning.

32.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et s.). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée :
  - depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales, qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel (centrales de « première génération ») ainsi que la centrale de Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Le plan de démantèlement préliminaire ainsi que les orientations pour le 4e réexamen périodique (« RP4 ») de Fessenheim ont été transmis à l'ASN en juillet 2018. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Les études 2019 se sont portées sur la préparation du dossier de démantèlement, avec pour objectif le dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

Le 30 septembre 2019, EDF a adressé au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année (voir note 3.1.6).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2019
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	2	(20)	488	294	13 244
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	103	(121)	206	-	3 693
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**15 985**	**105**	**(141)**	**694**	**294**	**16 937**

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a

indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques, aléas et incertitudes.

Le Groupe considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit, qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité administrative et ont fait l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1er janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 – à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ;
- et une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Par ailleurs, le périmètre de la provision TFA FMA intègre le coût de démolition des DUS (Diesels d'Ultime Secours) et des ITGG (Installations pour le Traitement des Tubes Guides de Grappe) mis en service en 2019, entraînant un accroissement de la provision pour 43 millions d'euros.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 32.1.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel opéré en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionnée le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par le Groupe. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour

lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055. Les retours de cette consultation dorénavant close ne devraient pas remettre fondamentalement en cause les projets de décision.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros (par contrepartie résultat), dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA). Les décisions définitives sont attendues pour 2020.

32.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges, qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

32.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

32.1.5.1 Taux d'actualisation et taux d'inflation

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps, qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la duration est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long terme.

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation. À partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du *consensus forecast* sur le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des *swaps* d'inflation a été retenue.

Ainsi, compte tenu des durations longues des engagements nucléaires pour lesquels l'objectif d'inflation long terme est recherché, et de la volatilité en fonction de la date des *swaps*, l'hypothèse d'inflation moyenne est, au 31 décembre 2019, de 1,4 % (1,5 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2019, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,4 % (respectivement 3,9 % et 1,5 % au 31 décembre 2018), soit un taux d'actualisation réel de 2,3 % au 31 décembre 2019 (2,4 % au 31 décembre 2018).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 %, et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019 (4,0 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2019 est de 3,7 %.

Par un courrier en date du 12 février 2020, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont informé EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires :

- le plafond réglementaire du taux d'actualisation sera exprimé en valeur réelle et formulé comme le taux à terme ultime applicable à la date considérée (*Ultimate Forward Rate*) publié par l'Autorité Européenne des Assurances et des Pensions Professionnelles, majoré de cent cinquante points de base. Cette évolution interviendra de façon progressive et linéaire sur 5 ans à compter du 1er janvier 2020, à partir d'une valeur de taux réel de 2,3 % ;
- l'obligation de dotation aux actifs entre 100 % et 110 % de taux de couverture pour compenser l'impact de changements d'hypothèses sur les provisions sera supprimée, tout en portant le seuil au-delà duquel les retraits sont possibles de 110 % à 120 %. L'obligation restante au titre des comptes au 31 décembre 2018 (797 millions d'euros) restera néanmoins applicable. Aucune dotation n'est attendue au titre de l'année 2019 ;
- le délai de prescription des mesures nécessaires par l'autorité administrative, en cas de sous-couverture constatée, passera de 3 à 5 ans à compter de la date de clôture comptable enregistrant cette sous-couverture.

32.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	19 455	10 823	18 737	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 243	805	1 194	751
Gestion à long terme des déchets radioactifs	32 372	10 531	30 970	9 846
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**53 070**	**22 159**	**50 901**	**21 295**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 134	13 244	20 755	12 480
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 428	3 693	6 576	3 505
Derniers cœurs	4 331	2 624	4 346	2 526
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 893**	**19 561**	**31 677**	**18 511**

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

POUR L'EXERCICE 2019

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 823	(228)	249	196	(215)
■ provisions pour reprise et conditionnement des déchets	805	(25)	27	16	(17)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(659)	750	554	(636)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	(506)	529	7	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	(139)	150	139	(150)
■ derniers cœurs	2 624	(88)	94	-	-
TOTAL	**41 720**	**(1 645)**	**1 799**	**912**	**(1 025)**

POUR L'EXERCICE 2018

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 698	(218)	237	185	(202)
■ provisions pour reprise et conditionnement des déchets	751	(23)	25	14	(15)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	(597)	780	498	(673)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	(496)	520	7	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	(138)	149	138	(149)
■ derniers cœurs	2 526	(88)	94	-	-
TOTAL	**39 806**	**(1 560)**	**1 805**	**842**	**(1 046)**

32.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 15 282 millions d'euros au 31 décembre 2019 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 39.3) et s'élèvent à 13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019 (9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements*	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	1 464	13	(202)	61	74	93	1 503
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	369	3	-	15	23	122	532
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	743	3	-	30	46	231	1 053
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**2 576**	**19**	**(202)**	**106**	**143**	**446**	**3 088**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	6 754	-	(33)	280	444	2 858	10 303
Provisions pour derniers cœurs	1 578	-	-	70	88	156	1 892
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**8 332**	**-**	**(33)**	**350**	**532**	**3 014**	**12 195**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**10 908**	**19**	**(235)**	**456**	**675**	**3 460**	**15 283**

* *Les autres mouvements comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique. Cette variation résulte de l'effet de la baisse du taux d'actualisation à hauteur de 1 347 millions d'euros et de la révision des hypothèses de calcul des passifs nucléaires à hauteur de 1 994 millions d'euros (voir note 32.2.3).*

32.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Le 1er juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 117 millions d'euros au 31 décembre 2019 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.16.1).

EDF Energy et les autorités britanniques ont engagé en 2019 des discussions en vue de préciser les conditions de mise en œuvre de certains des accords conclus en janvier 2005 lors de la restructuration de British Energy, en particulier le *Nuclear Liabilities Funding Agreement* (NLFA), dans la perspective des fermetures à venir de tranches nucléaires. L'objectif de ces discussions est de préciser la définition des coûts de démantèlement à recouvrer par EDF Energy auprès du Nuclear Liabilities Fund (et, le cas échéant, auprès du Trésor britannique qui garantit le NLF), et de préciser les conditions d'exercice par les autorités britanniques de l'option qu'elles détiennent d'acquérir les centrales nucléaires à l'issue de la phase de déchargement du combustible (droit régi par l'*Option Agreement*). Ces discussions ont conduit en 2019 à un accord de principes et se poursuivent en vue d'aboutir à des accords complets et engageants.

EDF Energy prépare une modification du *Baseline Decommissioning Plan* (BDP) en vigueur, approuvé en 2017, dans la perspective de refléter la modification envisagée de la répartition des responsabilités entre, d'une part, EDF Energy sur la phase de déchargement du combustible et, d'autre part, l'agence publique NDA (*Nuclear Decommissioning Authority*) sur la phase de déconstruction. Une première étape correspondant à la mise à jour du devis d'évacuation du combustible s'est ainsi traduite par un dépôt par EDF Energy du *Decommissioning Plan* en janvier 2020, sur lequel un retour de la NDA est attendu pour avril 2020, la deuxième étape, correspondant à la mise à jour des devis portant sur la phase de déconstruction, est prévue pour 2021.

32.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	**Montants des charges aux conditions économiques de fin de période**	**Montants provisionnés en valeur actualisée**	**Montants des charges aux conditions économiques de fin de période**	**Montants provisionnés en valeur actualisée**
Gestion du combustible usé	2 655	1 503	2 665	1 464
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 979	532	1 856	369
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 886	1 053	3 645	743
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**8 520**	**3 088**	**8 166**	**2 576**

32.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction du Groupe. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues, qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour.

Comme indiqué ci-dessus, EDF Energy a soumis fin janvier 2020 la première phase du *Decommissioning Plan Submission* (DPS 2020) qui contient une mise à jour de la stratégie, du plan et des estimations de la phase de déchargement du combustible des AGR (*Advanced Gas-cooled Reactor*). Cette révision a conduit à une augmentation de la provision de 1,9 milliard d'euros (3,9 milliards d'euros contre 2 milliards d'euros dans la précédente évaluation), liée notamment à i) la prise en compte d'une extension de la durée des opérations de déchargement du combustible au travers de la modélisation des risques et aléas ii) une meilleure définition des coûts couverts et iii) une mise à jour de l'évaluation des coûts de préparation à l'évacuation du combustible suite à la revue du scénario industriel.

La NDA devrait examiner les propositions du DPS 2020 d'ici avril 2020. Tous les coûts figurant dans ces propositions sont considérés comme admissibles par la NDA et la créance NLF a donc été mise à jour.

La deuxième phase de la proposition du DPS 2020 est prévue pour 2021 et couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction de l'AGR, la déconstruction de Sizewell et une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

	31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	**Montants des charges aux conditions économiques de fin de période**	**Montants provisionnés en valeur actualisée**	**Montants des charges aux conditions économiques de fin de période**	**Montants provisionnés en valeur actualisée**
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**19 278**	**10 187**	**15 741**	**6 637**

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 117 millions d'euros au 31 décembre 2019 (voir note 32.2.1).

32.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises britanniques de notation A à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (CPIH).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2019 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2 % (2,5 % au 31 décembre 2018).

Note 33 Autres provisions pour déconstruction

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison [1]	Framatome [2]	Autres [3]	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2019 [3]	**667**	**143**	**161**	**388**	**319**	**1 678**
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2018	**658**	**132**	**716**	**350**	**268**	**2 124**

(1) La diminution des autres provisions pour déconstruction d'Edison s'explique essentiellement par le reclassement des activités E&P en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir notes 2.3 et 46).
(2) Dont 83 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France.
(3) Dont 48 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base de Cyclife France (ex SOCODEI).

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité. L'évaluation de la provision au 31 décembre 2019 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Note 34 Provisions pour avantages du personnel

34.1 Groupe EDF

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Provisions pour avantages du personnel – part courante	945	998
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	20 539	17 627
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**21 484**	**18 625**

34.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2018 [1]	**38 479**	**(20 791)**	**17 688**
Charge nette de l'exercice 2019	1 954	(523)	1 431
Écarts actuariels	5 130	(2 668)	2 462
Cotisations versées aux fonds	-	(283)	(283)
Cotisations salariales	12	(12)	-
Prestations versées [2]	(2 128)	1 117	(1 011)
Écarts de conversion	455	(501)	(46)
Mouvements de périmètre	-	-	-
Autres variations	(3)	-	(3)
SOLDES AU 31/12/2019	**43 899**	**(23 661)**	**20 238**
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel			21 484
Actifs financiers non courants			(1 246)

(1) Le passif net au 31 décembre 2018 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 18 625 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (937) millions d'euros soit un passif net de 17 688 millions d'euros.
(2) Dont 272 millions d'euros payés au titre d'une liquidation de régime aux États-Unis.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2019 s'élèvent à 5 130 millions d'euros :

- dont 4 151 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour 5 515 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour (926) millions d'euros,
  - le projet de la loi de financement de la sécurité sociale 2020 pour (285) millions d'euros,
  - la mise à jour de la loi de salaire pour (183) millions d'euros ; et
- dont 873 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 34.3.6).

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2019 s'élèvent à (2 668) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de (998) millions d'euros et en France de (1 647) millions d'euros, due à la très bonne tenue des marchés actions.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élevaient à (3 898) millions d'euros, dont :

- (3 323) millions d'euros en France en lien avec la variation du taux d'actualisation pour (2 174) millions d'euros, la mise à jour de la table de mortalité pour (462) millions d'euros et la mise à jour de la loi de salaire pour (491) millions d'euros ; et
- (518) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation.

34.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2019	2018
Coût des services rendus	(821)	(1 018)
Coût des services passés	3	(19)
Écarts actuariels – avantages à long terme	(205)	20
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(1 023)**	**(1 017)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(931)	(875)
Produit sur les actifs de couverture	523	475
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(408)**	**(400)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 431)**	**(1 417)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(5 130)	3 898
Écarts actuariels sur actifs de couverture	2 668	(746)
Écarts de conversion	**46**	**(8)**
Écarts actuariels	**(2 462)**	**3 152**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(2 416)**	**3 144**

34.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2018	**29 201**	**8 248**	**1 030**	**38 479**
Charge nette de l'exercice 2019	1 436	473	45	1 954
Écarts actuariels	4 151	873	106	5 130
Cotisations salariales	-	11	1	12
Prestations versées	(1 478)	(369)	(281)	(2 128)
Écarts de conversion	-	454	1	455
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	(3)	(3)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2019	**33 310**	**9 690**	**899**	**43 899**
Juste valeur des actifs de couverture	(12 581)	(10 712)	(368)	(23 661)
PASSIF NET AU 31/12/2019 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	**20 729**	**(1 022)**	**531**	**20 238**
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	20 729	224	531	21 484
Actifs financiers non courants [2]		(1 246)		(1 246)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 34.2).
(2) Au 31 décembre 2019, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 34.3.1).

(en millions d'euros)	France*	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2018	**29 201**	**8 248**	**1 030**	**38 479**
Juste valeur des actifs de couverture	(11 165)	(9 039)	(587)	(20 791)
PROVISIONS AU 31/12/2018 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	**18 036**	**(791)**	**443**	**17 688**
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	18 036	146	443	18 625
Actifs financiers non courants		(937)		(937)

* *La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 34.2).*

34.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation)

Compte tenu de la forte similitude de leurs régimes de retraite, les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 6.1) sont regroupés ici en un sous-total France incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.21.

34.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Soldes au 31/12/2018	**29 201**	**(11 165)**	**18 036**
Charge nette de l'exercice 2019	1 436	(252)	1 184
Écarts actuariels	4 151	(1 647)	2 504
Cotisations versées aux fonds	-	-	-
Prestations versées	(1 478)	483	(995)
SOLDES AU 31/12/2019	**33 310**	**(12 581)**	**20 729**

34.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2019	2018
Coût des services rendus	(563)	(732)
Coût des services passés	-	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	(205)	17
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(768)**	**(715)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(668)	(627)
Produit sur les actifs de couverture	252	221
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(416)**	**(406)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 184)**	**(1 121)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(4 151)	3 323
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 647	(259)
Écarts actuariels	**(2 504)**	**3 064**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(2 504)**	**3 064**

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2019	2018
Variation liée aux écarts d'expérience	(95)	(90)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	(1)	462
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières*	(4 260)	2 968
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**(4 356)**	**3 340**
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(4 151)	3 323
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(205)	17

* *Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.*

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2019 s'élèvent à (4 356) millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'inflation, du projet de la loi de financement de la sécurité sociale 2020 et à la mise à jour de la loi de salaires (voir note 34.2.7).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élèvent à 3 340 millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'augmentation des salaires et à la mise à jour de la table de mortalité.

34.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2019	**31 776**	**(12 581)**	**19 195**
Dont :			
Retraites	24 463	(11 778)	12 685
Avantage en nature énergie	4 876	-	4 876
Indemnités de fin de carrière	898	(787)	111
Autres	1 539	(16)	1 523
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2019	**1 534**	**-**	**1 534**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 290	-	1 290
Médailles du travail	214	-	214
Autres	30	-	30
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2019	**33 310**	**(12 581)**	**20 729**

Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2018	**27 798**	**(11 165)**	**16 633**
Dont :			
Retraites	21 514	(10 416)	11 098
Avantage en nature énergie	4 233	-	4 233
Indemnités de fin de carrière	822	(734)	88
Autres	1 229	(15)	1 214
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2018	**1 403**	**-**	**1 403**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 177	-	1 177
Médailles du travail	197	-	197
Autres	29	-	29
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2018	**29 201**	**(11 165)**	**18 036**

34.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Participants en activité	18 994	16 009
Retraités	14 316	13 192
TOTAL ENGAGEMENTS	**33 310**	**29 201**

34.2.5 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 12 581 millions d'euros au 31 décembre 2019 (11 165 millions d'euros au 31 décembre 2018) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 69 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 31 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
ACTIFS DE COUVERTURE	**12 581**	**11 165**
Actifs pour régime spécial de retraite	**11 778**	**10 416**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	73 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**787**	**734**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	34 %	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	66 %	73 %
Autres actifs de couverture	**16**	**15**

Au 31 décembre 2019, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 57 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 24 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2018.

Au 31 décembre 2019, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 84 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 16 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 80 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de + 17,4 % en 2019.

34.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 427	1 418
De un à cinq ans	4 837	4 645
De cinq à dix ans	5 033	4 514
À plus de dix ans	36 539	22 733
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**47 836**	**33 310**

Au 31 décembre 2019, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 19,6 ans.

34.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2019	31/12/2018
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs (1)	1,30 %	2,30 %
Taux d'inflation	1,30 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires (2)	2,40 %	2,60 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.
(2) Taux moyen inflation incluse et pour une projection de carrière complète.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations. La baisse notable du taux d'actualisation (100 bp) est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée sur 2019.

L'évolution au 31 décembre 2019 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 1,30 % au 31 décembre 2019 (2,30 % au 31 décembre 2018).

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation. À partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du *consensus forecast* sur le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des *swaps* d'inflation a été retenue.

Compte tenu de ces éléments, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 1,3 % (1,5 % au 31 décembre 2018).

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, ont fait l'objet d'une mise à jour sur 2019 par l'utilisation des évolutions de salaire constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels) en lieu et place des évolutions constatées sur la période 2010-2012 ajustées d'un coefficient d'abattement représentant la réduction des évolutions salariales prévues à long terme. Cette mise à jour n'a pas eu d'impact significatif sur l'évaluation des engagements.

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements, est corrigée des spécificités liées au régime des IEG ; elle a fait l'objet en 2018 d'une actualisation par l'utilisation de la table générationnelle INSEE 2013-2070 en lieu et place de la table INSEE 2007-2060.

34.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2019
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,8 % / + 5,2 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,6 % / - 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 4,6 % / - 4,3 %

34.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.21.

34.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2018	**8 248**	**(9 039)**	**(791)**
Charge nette de l'exercice 2019	473	(263)	210
Écarts actuariels	873	(998)	(125)
Cotisations versées aux fonds	-	(269)	(269)
Cotisations salariales	11	(11)	-
Prestations versées	(369)	369	-
Écarts de conversion	454	(501)	(47)
SOLDES AU 31/12/2019	**9 690**	**(10 712)**	**(1 022)**
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel	-	-	224
Actifs financiers non courants	-	-	(1 246)

Au 31 décembre 2019, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 1.3.21.2.2) pour un montant global de 1 246 millions d'euros contre 937 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Ce surplus, dont l'augmentation est due à la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

Par ailleurs, EDF Energy a constaté une provision sur son plan de retraite EEPS de 224 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 146 millions d'euros au 31 décembre 2018.

34.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2019	2018
Coût des services rendus	(230)	(258)
Coût des services passés	-	(15)
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(230)**	**(273)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(243)	(232)
Produit sur les actifs de couverture	263	248
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**20**	**16**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(210)**	**(257)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(873)	518
Écarts actuariels sur autres actifs de couverture	998	(463)
Écarts actuariels	**125**	**55**
Écarts de conversion	**47**	**(6)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**172**	**49**

34.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Participants en activité	5 202	4 948
Retraités	4 488	3 300
TOTAL ENGAGEMENTS	**9 690**	**8 248**

34.3.4 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés, dont la valeur actuelle s'élève à 10 712 millions d'euros au 31 décembre 2019 (9 039 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs pour plan de retraite BEGG	8 144	6 963
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 493	1 267
Actifs pour plan de retraite EEPS	1 075	809
ACTIFS DE COUVERTURE	**10 712**	**9 039**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	11 %	9 %
Instruments de créances cotés (obligations)	57 %	61 %
Biens immobiliers	7 %	8 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	2 %	3 %
Autres	23 %	19 %

Au 31 décembre 2019, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 64 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 15 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2019, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 68 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 32 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 67 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a augmenté de 7 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2018.

34.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	269	264
De un à cinq ans	1 093	1 050
De cinq à dix ans	1 515	1 353
À plus de dix ans	12 953	7 023
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**15 830**	**9 690**

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 289 millions d'euros pour l'exercice 2020 (277 millions d'euros employeur et 12 millions d'euros employés).

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,5 ans au 31 décembre 2019.

34.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2019	31/12/2018
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs*	2,11 %	2,86 %
Taux d'inflation	2,89 %	2,99 %
Taux d'augmentation des salaires	2,28 %	2,39 %

* *Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêt et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.*

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

34.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2019
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,6 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 3,6 % / - 3,4 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 0,4 % / - 0,4 %

Note 35 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2019
Provisions pour risques liés aux filiales et participations [1]	934	9	(201)	-	-	24	766
Provisions pour risques fiscaux [2]	448	59	(91)	(3)	(2)	(256)	155
Provisions pour litiges	562	64	(69)	(86)	-	8	479
Provisions pour contrats onéreux [3]	1 208	448	(324)	(14)	-	38	1 356
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 137	1 847	(1 529)	(13)	-	75	1 517
Autres provisions pour risques et charges [4]	1 723	694	(732)	(115)	(20)	(48)	1 502
TOTAL	**6 012**	**3 121**	**(2 946)**	**(231)**	**(22)**	**(159)**	**5 775**

(1) Inclut la reprise sur provision relative à Alpiq.
(2) Reclassement de provision pour risques fiscaux à impôt différé passif (voir note 17.3) pour un montant de 235 millions d'euros conformément à IFRIC 23.
(3) Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement le contrat long-terme conclu avec Dunkerque LNG ainsi que des contrats à long terme d'achat et de vente d'énergie.
(4) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien…). Aucune provision n'est individuellement significative.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelable et pour Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) (voir note 1.3.26).

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux sont principalement composées de provision au titre des certificats d'énergie renouvelable au Royaume-Uni.

La hausse des provisions sur l'exercice est principalement expliquée par les excédents d'émission de gaz par rapport aux droits d'émission du Groupe qui s'élève à 414 millions d'euros au 31 décembre 2019, contre 175 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Quotas d'émission de gaz

La troisième période du système de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et Luminus.

En 2019, le Groupe a restitué 26 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2018. En 2018, le Groupe avait restitué 30 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017.

Pour l'année 2019, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 1 million de tonnes (1 million de tonnes pour l'année 2018).

Au 31 décembre 2019, le volume des émissions s'élève à 21 millions de tonnes (24 millions de tonnes pour l'année 2018).

Certificats d'énergie renouvelable

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2019, une provision de 1 103 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

Note 36 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Contre-valeur des biens*	51 085	49 327
Financement concessionnaire non amorti	(27 387)	(25 669)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**23 698**	**23 658**
Amortissement du financement du concédant	14 389	13 792
Provisions pour renouvellement	9 378	9 474
Droits sur biens à renouveler	**23 767**	**23 266**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**47 465**	**46 924**

* *Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 131 millions d'euros (131 millions d'euros en 2018).*

Note 37 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 243	11 177
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	1 624	2 244
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**12 867**	**13 421**

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage.

Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

Note 38 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Dont passifs sur contrat	31/12/2018	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	1 975	1 761	1 920	1 858
Fournisseurs d'immobilisations	3 824	-	3 757	-
Dettes fiscales	4 439	-	4 624	-
Dettes sociales	4 535	-	4 388	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 412	3 412	3 413	3 413
Autres produits constatés d'avance	641	509	609	577
Autres dettes	2 712	-	2 198	-
AUTRES CRÉDITEURS	**21 538**	**5 682**	**20 908**	**5 848**
dont part non courante	4 928	3 473	4 896	3 805
dont part courante	16 610	2 209	16 012	2 043

38.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 651 millions d'euros (679 millions d'euros au 31 décembre 2018).

38.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2019, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 560 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (659 millions d'euros au 31 décembre 2018).

38.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2019, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 709 millions d'euros (1 663 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

38.4 Autres dettes

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2019 pour 543 millions d'euros (351 millions d'euros sur l'année 2018).

38.5 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désac-tualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2019
Acomptes reçus	1 858	1 915	(1 992)	(37)	(1)	-	18	1 761
Produits constatés d'avance long terme	3 413	476	(545)	(2)	64	4	2	3 412
Autres produits constatés d'avance	577	413	(481)	-	-	-	-	509

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 761 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 921 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et de commercialisation), soit un total de 5 682 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 5 848 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 12 388 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 330 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

Actifs et passifs financiers

Note 39 Actifs financiers courants et non courants

39.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 711	6 208	23 919	17 659	5 279	22 938
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	5	447	452	6	407	413
Titres en juste valeur en résultat	1 593	20 193	21 786	3 175	16 985	20 160
Titres de dettes ou de capitaux propres	***19 309***	***26 848***	***46 157***	***20 840***	***22 671***	***43 511***
Dérivés de transaction – Juste valeur positive en résultat	6 813	-	6 813	6 404	-	6 404
Dérivés de couverture – Juste valeur positive en résultat	1 803	3 956	5 759	1 646	2 737	4 383
Prêts et créances financières *	1 476	15 415	16 891	2 253	11 696	13 949
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**29 401**	**46 219**	**75 620**	**31 143**	**37 104**	**68 247**

* *Dont dépréciation pour (352) millions d'euros au 31 décembre 2019 ((281) millions d'euros au 31 décembre 2018).*

39.2 Titres de dettes et de capitaux propres

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	31/12/2019				31/12/2018
(en millions d'euros)	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	6 253	-	19 765	26 018	21 820
Actifs liquides	17 347	-	1 553	18 900	20 538
Autres actifs*	320	452	468	1 240	1 153
TOTAL	**23 919**	**452**	**21 786**	**46 157**	**43 511**

* *Participations détenues dans des entreprises non consolidées, principalement d'EDF Invest.*

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 48.

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2019			2018		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]
Actifs dédiés d'EDF	297	-	136	(72)	-	(12)
Actifs liquides	139	-	7	(43)	-	12
Autres titres	-	(22)	-	-	(37)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES [3]	**436**	**(22)**	**143**	**(115)**	**(37)**	**-**

(1) +/( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres – part du Groupe.
(2) +/( ) : augmentation/(diminution) du résultat – part du Groupe.
(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable sur l'exercice 2019 concernent principalement EDF pour 293 millions d'euros dont 161 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable sur l'exercice 2018 concernent principalement EDF pour (115) millions d'euros dont (60) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2019.

39.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « titres de dettes ou de capitaux propres ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 48.

39.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 409 millions d'euros au 31 décembre 2019 (2 863 millions d'euros au 31 décembre 2018).

39.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	13 303	9 220
Prêts et créances financières – CSPE*	684	2 060
Autres prêts et créances financières	2 904	2 669
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**16 891**	**13 949**

* *Dont 684 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2019 (2 060 millions d'euros au 31 décembre 2018).*

Au 31 décembre 2019, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019 (9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. L'augmentation de la créance NLF en 2019 est le corollaire de celle des provisions suite aux modifications de devis, telles qu'exposés en note 32.2 ;
- la créance constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2017 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2019 s'élèvent à 1 399 millions d'euros et sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie. Cette créance CSPE est entièrement affectée aux actifs dédiés ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
  - le surfinancement des plans des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy pour un montant de 1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 937 millions d'euros au 31 décembre 2018,
  - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 230 millions d'euros au 31 décembre 2019 (203 millions d'euros au 31 décembre 2018) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture.

39.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

39.4.1 Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2019
Titres en juste valeur en OCI recyclable	22 938	445	468	-	-	50	18	23 919
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	413	39	(48)	-	10	1	37	452
Titres en juste valeur en résultat	20 160	(1 079)	2 792	-	(30)	-	(57)	21 786
Prêts et créances financières	13 949	(1 754)	-	378	194	657	3 467	16 891

Les diminutions nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (1 376) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent notamment à la variation de l'actif financier relatif à la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique (13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018) et au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 937 millions d'euros au 31 décembre 2018).

39.4.2 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	31/12/2017	Changement de méthode	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2018
Actifs disponibles à la vente	40 924	(40 924)	-	-	-	-	-	-	-
Titres en juste valeur en OCI recyclable	-	20 828	2 060	(102)	-	-	112	40	22 938
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	-	444	(9)	(37)	-	7	-	8	413
Titres en juste valeur en résultat	-	19 652	1 489	(847)	-	(6)	-	(128)	20 160
Prêts et créances financières	14 622	-	(1 362)	-	460	(34)	(96)	359	13 949

Note 40 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan.

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Disponibilités	3 698	2 855
Équivalents de trésorerie *	236	435
Comptes courants financiers	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**3 934**	**3 290**

* *Dont part à la juste valeur pour 236 millions d'euros au 31 décembre 2019 (435 millions d'euros au 31 décembre 2018).*

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 213 millions d'euros au 31 décembre 2019 (235 millions d'euros au 31 décembre 2018) (voir note 1.3.25).

Note 41 Passifs financiers courants et non courants

41.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	56 306	11 074	67 380	50 901	8 287	59 188
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	6 327	6 327	-	7 160	7 160
Juste valeur négative des dérivés de couverture	696	1 134	1 830	1 228	1 720	2 948
PASSIFS FINANCIERS	**57 002**	**18 535**	**75 537**	**52 129**	**17 167**	**69 296**

41.2 Emprunts et dettes financières

41.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative [1]	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2018	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**324**	**1 339**	**59 188**
Retraitements IFRS 16 (voir note 2.1)	-	-	-	4 492	-	4 492
Soldes retraités au 01/01/2019	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**4 816**	**1 339**	**63 680**
Augmentations	3 025	1 789	4 266	544	188	9 812
Diminutions	(3 336)	(533)	(2 679)	(721)	(185)	(7 454)
Écarts de conversion	311	32	26	26	-	395
Mouvements de périmètre [2]	-	(1 266)	(17)	3	-	(1 280)
Variations de juste valeur	2 047	-	(38)	-	-	2 009
Autres mouvements	-	19	367	(158)	(11)	217
SOLDES AU 31/12/2019	**52 448**	**3 139**	**5 952**	**4 510**	**1 331**	**67 380**

(1) Au 31 décembre 2018, le solde est composé des emprunts liés aux biens reçus en location financement.
Au 31 décembre 2019, les locations financement sont incluses dans la dette liée à l'obligation locative.
(2) Les mouvements de périmètre concernant essentiellement l'effet de la perte de contrôle de NnG (voir note 3.4.5).

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2019
Émissions d'emprunts	3 025	1 789	4 266	-	-	9 080
Remboursements d'emprunts	(3 336)	(533)	(2 679)	(721)	293	(6 976)

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
EDF et autres filiales liées [1]	56 777	48 650
EDF Energy [2]	3 711	3 345
EDF Renouvelables	5 438	5 741
Edison [3]	654	549
Autres entités	800	903
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**67 380**	**59 188**

(1) Enedis, EDF PEI, EDF International, EDF Holding SAS, C3 et EDF Investissements Groupe.
(2) Y compris les holdings.
(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2019, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2019, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission *	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (*green bond*)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire (*green bond*)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (*green bond*)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

* *Date de réception des fonds.*

Les 27 novembre et 2 décembre 2019, EDF a levé respectivement 2 milliards de dollars américains et 1,25 milliard d'euros dans le cadre de son programme EMTN (voir note 3.3.4).

Au 31 décembre 2019, le plafond total du programme EMTN d'EDF, permettant d'émettre des emprunts au titre de ce programme, s'élève à 45 milliards d'euros.

41.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative *	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	3 741	271	5 391	645	1 026	11 074
Entre un et cinq ans	11 194	906	-	2 225	74	14 399
À plus de cinq ans	37 513	1 962	561	1 640	231	41 907
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2019	**52 448**	**3 139**	**5 952**	**4 510**	**1 331**	**67 380**

* *Au 31 décembre 2018, le solde est composé des emprunts liés aux biens reçus en location financement.*
Au 31 décembre 2019, les locations financement sont incluses dans la dette liée à l'obligation locative.

Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	3 316	464	3 382	45	1 080	8 287
Entre un et cinq ans	11 908	650	81	111	39	12 789
À plus de cinq ans	35 177	1 984	563	168	220	38 112
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2018	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**324**	**1 339**	**59 188**

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

	31/12/2019			
		Échéances		
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	**5 052**	**709**	**2 338**	**2 005**

41.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

	31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture *	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture*	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	33 360	18 491	51 851	26 783	21 438	48 221
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 867	(14 814)	6 053	20 546	(17 564)	2 982
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 269	(1 705)	8 564	9 250	(2 414)	6 836
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 884	(1 972)	912	2 609	(1 460)	1 149
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**67 380**	**-**	**67 380**	**59 188**	**-**	**59 188**

* *Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.*

41.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

	31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	62 128	(21 035)	41 093	55 810	(21 949)	33 861
Emprunts à taux variable	5 252	21 035	26 287	3 378	21 949	25 327
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**67 380**	**-**	**67 380**	**59 188**	**-**	**59 188**

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

41.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 490 millions d'euros au 31 décembre 2019 (11 393 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Ces montants incluent 5 050 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG intégralement non tirées au 31 décembre 2019 (voir note 3.3.1).

	31/12/2019				31/12/2018
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	**10 490**	**1 371**	**9 099**	**20**	**11 393**

41.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Renouvelables auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée, notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de covenants.

Deux emprunts d'un montant total de 750 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener à une renégociation des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2019 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

41.3 Endettement financier net

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2019	31/12/2018
Emprunts et dettes financières*	*41.2.1*	67 380	59 188
Dérivés de couvertures des dettes	*44*	(3 387)	(1 972)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*40*	(3 934)	(3 290)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	*39.2.2*	(18 900)	(20 538)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		(26)	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET*		**41 133**	**33 388**

* *Au 1er janvier 2019, compte tenu de l'application de la norme IFRS 16, l'endettement financier net inclut désormais la dette liée à l'obligation locative, soit 4 492 millions d'euros (voir note 41.2).*

Note 42 Autres informations sur les actifs et passifs financiers

42.1 Juste valeur des instruments financiers

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

42.1.1 Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat [1]	6 813	6 813	53	6 244	516
Titres de dettes ou de capitaux propres	46 157	46 157	3 733	41 800	624
Juste valeur positive des dérivés de couverture	5 759	5 759	15	5 731	13
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	236	236	156	80	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	**58 965**	**58 965**	**3 957**	**53 855**	**1 153**
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	13 303	13 303	-	13 303	-
Prêts et créances financières – CSPE	684	688	-	688	-
Autres prêts et créances financières	2 904	2 904	-	2 904	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	**16 891**	**16 895**	**-**	**16 895**	**-**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 830	1 830	5	1 825	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	6 327	6 327	38	5 914	375
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	**8 157**	**8 157**	**43**	**7 739**	**375**
Emprunts et dettes financières [2]	67 380	75 407	-	75 407	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	**67 380**	**75 407**	**-**	**75 407**	**-**

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 6 813 millions d'euros.
(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie, principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme, sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

42.1.2 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat [1]	6 404	6 404	569	5 497	338
Titres de dettes ou de capitaux propres	43 511	43 511	2 442	40 470	599
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4 383	4 383	68	4 315	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	435	435	181	254	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	**54 733**	**54 733**	**3 260**	**50 536**	**937**
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	9 220	9 220	-	9 220	-
Prêts et créances financières – CSPE	2 060	2 080	-	2 080	-
Autres prêts et créances financières	2 669	2 669	-	2 669	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	**13 949**	**13 969**	**-**	**13 969**	**-**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 948	2 948	96	2 852	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	7 160	7 160	554	6 274	332
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	**10 108**	**10 108**	**650**	**9 126**	**332**
Emprunts et dettes financières [2]	59 188	63 772	-	63 772	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	**59 188**	**63 772**	**-**	**63 772**	**-**

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 6 404 millions d'euros.
(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

42.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers

42.2.1 Au 31 décembre 2019

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	12 572	3 752	13 300	(4 480)	8 820	(1 298)	(3 097)	4 425
Juste valeur des dérivés – passif	(8 157)	(3 785)	(8 852)	4 480	(4 372)	1 298	531	(2 543)

42.2.2 Au 31 décembre 2018

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	10 787	218	16 481	(5 912)	10 569	(1 711)	(960)	7 898
Juste valeur des dérivés – passif	(10 108)	(848)	(15 172)	5 912	(9 260)	1 711	959	(6 590)

Note 43 Gestion des risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

- **Risques marchés financiers**

  Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

  La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

  Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

  Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

  Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

  Une description plus détaillée de ces risques est présentée à la section 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document d'enregistrement universel (ex-document de référence).

- **Risques marchés énergies**

  En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

  Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau de la section 5.1.6.2 « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » du document d'enregistrement universel (ex-document de référence).

- **Risques de contrepartie**

  Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

  Une description plus détaillée de ces risques est présentée à la section 5.1.6.1.7 « Gestion et contrôle des risques marchés » du document d'enregistrement universel (ex-document de référence).

  Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 28.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées à la section 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document d'enregistrement universel (ex-document de référence) :

- risques de change : section 5.1.6.1.3,
- risques de taux d'intérêt : section 5.1.6.1.4,
- risques actions sur les actifs financiers : sections 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- risques de liquidité :
  - échéancier des emprunts et dettes financières : annexe aux comptes consolidés – note 41.2.2,
  - lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 41.2.5,
  - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 41.2.6,
  - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 49 ;
- risques de change :
  - ventilation des emprunts et dettes financières par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 41.2.3 et 41.2.4 ;
- risques actions (sections 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque action/Gestion du risque sur le portefeuille d'actifs dédiés » du document d'enregistrement universel (ex-document de référence)) :
  - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 49 et 32.1.5,
  - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 34.2.5 et 34.3.4,
  - gestion de trésorerie long terme,
  - titres de participation directe ;
- risques de taux :
  - taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 32.1.5.2,
  - taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 34.2.7 et 34.3.6,
  - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 41.2.3 et 41.2.4 ;
- traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
  - Instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 44 et tableau de variations des capitaux propres,
  - Instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 45.

Note 44 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IFRS 9 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2019	31/12/2018
Juste valeur positive des dérivés de couverture	*39.1*	5 759	4 383
Juste valeur négative des dérivés de couverture	*41.1*	(1 830)	(2 948)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**3 929**	**1 435**
Instruments dérivés de couverture de taux	*44.4.1*	2 939	1 550
Instruments dérivés de couverture de change	*44.4.2*	877	582
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*44.4.3*	48	(645)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	*44.5*	65	(52)

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2019	31/12/2018
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	*41.3*	3 387	1 972
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		261	106
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		281	(643)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**3 929**	**1 435**

44.1 Couverture de juste valeur

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2019, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (17) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (3) millions d'euros en 2018).

44.2 Couverture de flux de trésorerie

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les *swaps* de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de *futures*, *forwards* et *swaps* sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustibles.

En 2019, la partie inefficace de la couverture de flux de trésorerie représente un gain de 3 millions d'euros inclus dans le résultat financier (gain de 5 millions d'euros en 2018).

44.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des *swaps* de change et du change à terme.

44.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2019			2018		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage [2]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage [2]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	(39)	(106)	3	(73)	-	1
Couverture de change	(200)	(156)	(17)	890	443	(5)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(416)	(448)	-	(85)	-	-
Couverture de matières premières	1 482	719	3	(1 043)	(788)	(9)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [3]	**827**	**9**	**(11)**	**(311)**	**(345)**	**(13)**

(1) +/( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.
(2) +/( ) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.
(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

44.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2019				Notionnel au 31/12/2018	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2019	31/12/2018
Payeur fixe/receveur variable	39	1 377	1 317	2 733	1 168	(51)	(75)
Payeur variable/receveur fixe	1 905	4 399	17 329	23 633	23 143	3 143	1 619
Variable/variable	-	800	1 647	2 447	3 031	60	56
Fixe/fixe	912	1 294	7 695	9 901	14 053	(213)	(50)
***Swaps* de taux**	**2 856**	**7 870**	**27 988**	**38 714**	**41 395**	**2 939**	**1 550**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**2 856**	**7 870**	**27 988**	**38 714**	**41 395**	**2 939**	**1 550**

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 44.4.2).

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

44.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2019

	Notionnel à recevoir au 31/12/2019				Notionnel à livrer au 31/12/2019				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2019
Change à terme	1 843	1 357	-	3 200	1 838	1 526	-	3 364	3
Swaps	19 619	6 566	17 367	43 552	19 006	6 268	16 892	42 166	874
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**21 462**	**7 923**	**17 367**	**46 752**	**20 844**	**7 794**	**16 892**	**45 530**	**877**

Au 31 décembre 2018

	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2018
Change à terme	1 550	393	-	1 943	1 540	387	-	1 927	17
Swaps	17 085	9 543	16 884	43 512	16 791	9 163	16 785	42 739	565
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**18 635**	**9 936**	**16 884**	**45 455**	**18 331**	**9 550**	**16 785**	**44 666**	**582**

Le notionnel des *cross currency swaps*, qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 44.4.1).

44.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Contrats de couverture d'électricité	510	(629)
Contrats de couverture de gaz	763	(231)
Contrats de couverture de charbon	(56)	(107)
Contrats de couverture des produits pétroliers	51	(446)
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	214	370
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	**1 482**	**(1 043)**

Le montant transféré en excédent brut d'exploitation, au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice, est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Contrats de couverture d'électricité	(753)	(388)
Contrats de couverture de gaz	1 428	(280)
Contrats de couverture de charbon	2	(109)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(61)	(194)
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	103	183
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	**719**	**(788)**

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2019					31/12/2018	
		Notionnels nets						
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(9)	-	-	(9)	105	(4)	50
Forwards/futures		(4)	(36)	-	(40)	288	(51)	(859)
Électricité	**Térawattheures**	**(13)**	**(36)**	**-**	**(49)**	**393**	**(55)**	**(809)**
Swaps		74	77	-	151	(24)	(190)	9
Forwards/futures		1 038	1 066	-	2 104	(373)	1 504	25
Gaz	**Millions de therms**	**1 112**	**1 143**	**-**	**2 255**	**(397)**	**1 314**	**34**
Swaps		2 027	4 589	-	6 616	7	10 402	(53)
Options		-	-	-	-	-	180	-
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**2 027**	**4 589**	**-**	**6 616**	**7**	**10 582**	**(53)**
Swaps		-	(1)	-	(1)	1	-	-
Charbon	**Millions de tonnes**	**-**	**(1)**	**-**	**(1)**	**1**	**-**	**-**
Swaps		-	-	-	-	-	-	-
Forwards/futures		15 710	10 956	-	26 666	44	13 488	183
CO_2	**Milliers de tonnes**	**15 710**	**10 956**	**-**	**26 666**	**44**	**13 488**	**183**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						**48**		**(645)**

44.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	**Millions de tonnes**	(415)	71	(3)	2
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	7 021	(5)	5 136	(23)
Gaz	**Millions de therms**	(2)	(1)	(93)	(31)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			**65**		**(52)**

Note 45 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2019	31/12/2018
Juste valeur positive des dérivés de transaction	*39.1*	6 813	6 404
Juste valeur négative des dérivés de transaction	*41.1*	(6 327)	(7 160)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**486**	**(756)**
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	*45.1*	(22)	(60)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	*45.2*	(185)	(96)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	*45.3*	693	(641)
Autres contrats		-	41

45.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (*swaps* de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2019				Notionnel au 31/12/2018	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2019	31/12/2018
Achats d'options	-	-	520	520	516	14	7
Opérations sur taux d'intérêt	**-**	**-**	**520**	**520**	**516**	**14**	**7**
Payeur fixe/receveur variable	-	3 848	935	4 783	3 885	(33)	(64)
Payeur variable/receveur fixe	93	28	-	121	122	(1)	(4)
Variable/variable	1	10	-	11	5	-	-
Fixe/fixe	42	45	179	266	140	(2)	1
***Swaps* de taux**	**136**	**3 931**	**1 114**	**5 181**	**4 152**	**(36)**	**(67)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**136**	**3 931**	**1 634**	**5 701**	**4 668**	**(22)**	**(60)**

45.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2019

	Notionnel à recevoir au 31/12/2019				Notionnel à livrer au 31/12/2019				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2019
Change à terme	4 220	3 280	-	7 500	4 187	3 262	-	7 449	29
Swaps	14 203	6 387	198	20 788	14 328	6 536	198	21 062	(214)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**18 423**	**9 667**	**198**	**28 288**	**18 515**	**9 798**	**198**	**28 511**	**(185)**

Au 31 décembre 2018

	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2018
Change à terme	3 223	2 017	4	5 244	3 215	1 989	5	5 209	2
Swaps	11 885	6 570	70	18 525	11 981	6 689	69	18 739	(98)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**15 108**	**8 587**	**74**	**23 769**	**15 196**	**8 678**	**74**	**23 948**	**(96)**

45.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

		31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(10)	366	3	502
Options		-	49	4	(22)
Forwards/futures		(7)	409	(50)	(123)
Électricité	**Térawattheures**	**(17)**	**824**	**(43)**	**357**
Swaps		(166)	(219)	(510)	(515)
Options		(720)	49	32	185
Forwards/futures		(6 940)	246	16 323	80
Gaz	**Millions de therms**	**(7 826)**	**76**	**15 845**	**(250)**
Swaps		15 162	11	27 715	(82)
Options		(875)	(3)	500	1
Forwards/futures		3	-	(360)	(3)
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**14 290**	**8**	**27 855**	**(84)**
Swaps		-	(1)	(2 521)	6
Options		-	(6)	-	(14)
Forwards/futures		-	-	-	-
Fret		2	(5)	3 232	(2)
Charbon et fret	**Millions de tonnes**	**2**	**(12)**	**711**	**(10)**
Swaps		-	-	-	-
Options		(2 626)	(124)	(5 000)	(150)
Forwards/futures		(38 978)	(4)	(56 433)	(446)
CO_2	**Milliers de tonnes**	**(41 604)**	**(128)**	**(61 433)**	**(596)**
Swaps/Options		-	(56)	-	29
Forwards/futures		-	(19)	-	(87)
Autres matières premières		**-**	**(75)**	**-**	**(58)**
Dérivés incorporés de matières		**-**	**-**	**-**	**-**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			**693**		**(641)**

Ils incluent principalement les contrats, qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

Note 46 Actifs et passifs detenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**3 662**	**-**
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**1 043**	**-**

Le Groupe a reclassé en actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2019, les éléments de bilan concernés par les opérations suivantes :

- la cession en cours des activités Exploration et Production (E&P) (voir note 2.3) ;
- la cession en cours des titres CENG (voir note 3.2.2).

Activité E&P

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs de l'activité E&P présentés au 31 décembre 2019 en actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2019
Actifs non financiers non courants	893
Actifs financiers non courants	-
Actifs non financiers courants	784
Actifs financiers courants	60
TOTAL DES ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	**1 737**

(en millions d'euros)	31/12/2019
Passifs non financiers non courants	711
Passifs financiers non courants	34
Passifs non financiers courants	298
Passifs financiers courants	-
TOTAL DES PASSIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	**1 043**

Par ailleurs, l'activité E&P contribue à l'endettement financier net du Groupe à hauteur de (26) millions d'euros au 31 décembre 2019 (voir note 41.3).

CENG

EDF a notifié à Exelon le 20 novembre 2019 l'exercice de l'option de vente de sa participation de 49,99 % dans CENG (voir note 3.2.2).

Les titres de CENG ont été reclassés en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de 1 925 millions d'euros.

Même si la réalisation de l'opération est conditionnée à l'obtention des autorisations réglementaires requises et prendra plusieurs mois, eu égard aux dispositions des accords contractuels, le processus dans lequel le Groupe s'est engagé est irrévocable. Les fourchettes de valorisation déterminées avec les conseils dans la perspective de la mise en œuvre des modalités contractuelles de détermination du prix de cession dans le cadre de l'exercice du *put* ne conduisent pas à mettre en évidence un risque de dépréciation, sachant qu'Exelon n'a pas, à ce stade, fait part au Groupe de sa valorisation.

Les valorisations sont très sensibles aux prévisions des prix de marché, qui pourront changer de manière significative au cours du processus d'exercice de l'option de vente. Elles sont également sensibles aux effets du mécanisme ZEC correspondant à un programme de subvention aux centrales nucléaires *Zero Emission Credit* (ZEC) mis en œuvre dans l'État de New York, qui apporte un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point. Ce dispositif fait actuellement l'objet de recours judiciaires et législatifs. Le 8 octobre 2019, la Cour suprême de New York a rejeté l'action en justice contre le ZEC et a déclaré que celle-ci était légale. Les demandeurs ont interjeté appel mais les motifs retenus dans sa décision par la Cour suprême conduisent à affaiblir le risque d'annulation.

Flux de trésorerie et autres informations

Note 47 Flux de trésorerie

47.1 Variation du besoin en fonds de roulement

(en millions d'euros)	2019	2018 *
Variation des stocks	191	(12)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(864)	357
Variation des créances clients et comptes rattachés	174	1 230
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(46)	(664)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	997	(441)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	**452**	**470**

* *Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).*

47.2 Investissements incorporels et corporels

(en millions d'euros)	2019	2018 *
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 370)	(1 798)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(15 436)	(13 850)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	97	(368)
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(16 709)**	**(16 016)**

* *Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).*

47.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2019
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES À L'OBLIGATION LOCATIVE	**(790)**

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 721 millions.

Note 48 Actifs dédiés d'EDF

48.1 Réglementation

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme telles que définies ci-dessus.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 48.2.2 ci-après).

Le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les actifs non cotés.

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest », créée suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible les classes d'actifs suivantes : infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012.

Cette créance financière a été augmentée dans les comptes au 31 décembre 2015 d'un supplément de créance, estimé alors à 644 millions d'euros, non affecté aux actifs dédiés, correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, reconnu par l'État par un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Conformément à ce courrier, la créance financière totale porte intérêt à 1,72 % et doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a été fixé par un arrêté du 2 décembre 2016, sur la base de la confirmation par la Commission de régulation de l'énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un pool d'investisseurs. En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté. Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ces actifs, de même que les flux de remboursement de la créance.

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 reçue par EDF lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes notamment en réinvestissant des actifs de taux en actifs de rendement.

48.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ainsi, les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays-émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composées d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique, pour des poids minoritaires, les actifs de croissance incluent également des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 48.2.2).

Depuis la mise en œuvre de la norme IFRS 9 à compter du 1er janvier 2018, l'ensemble de ces actifs est comptabilisé en titres de dettes et de capitaux propres.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

48.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 48.2.1).

Au total, au 31 décembre 2019, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 6 498 millions d'euros, dont 6 080 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, coentreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 926 millions d'euros au 31 décembre 2019 (2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Terega, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Bicker Fen, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme), présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Central Sicaf, Fallago Rig, Fenland, Ecowest SCI A et B, Nam Theun Power Company, et des sociétés détenant des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (MiRose, Red Pine) aux États-Unis présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

48.3 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

		31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		**4 304**	**6 080**	**3 919**	**5 356**
CTE	Participations dans les entreprises associées [1]	1 417	2 926	1 406	2 738
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées [2]	1 563	1 777	1 167	1 234
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets [3]	1 334	1 387	1 346	1 384
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(10)	(10)	-	-
Actifs de croissance		**13 300**	**13 300**	**10 108**	**10 108**
Actions [4]	Titres de dettes	12 978	12 978	9 844	9 844
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	276	276	219	219
Dérivés	Juste valeur des dérivés	46	46	45	45
Actifs de taux		**12 240**	**12 244**	**12 205**	**12 225**
Obligations	Titres de dettes	11 225	11 225	10 010	10 010
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	142	142	105	105
Portefeuille de trésorerie [5]	Titres de dettes	188	188	30	30
Créance de CSPE [6]	Prêts et créances financières	684	688	2 060	2 080
Dérivés	Juste valeur des dérivés	1	1	-	-
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**29 844**	**31 624**	**26 232**	**27 689**

(1) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 209 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Dont 391 millions d'euros de titres acquis fin décembre 2018 pour lesquels le paiement est intervenu début janvier 2019.

(5) Après déduction des 391 millions d'euros de dettes sur titres acquis fin décembre 2018 dont le paiement est intervenu début janvier 2019.

(6) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation accumulés au 31 décembre 2015 déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE tient compte du niveau des taux de marché.

Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe (voir note 1.3.2.9) et présentés sur la ligne Titres de dettes ou de capitaux propres du tableau sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 8 492 millions d'euros au 31 décembre 2019 (4 898 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces FCPR sont constitués principalement de 12 fonds cotés pour 7 875 millions d'euros (au 31 décembre 2018, 11 FCPR cotés pour 4 340 millions d'euros).

48.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 105,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2019.

Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 98,3 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'avait pas non plus d'effet au 31 décembre 2018.

Des retraits pour un montant de 442 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2019 (403 millions d'euros en 2018).

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative avait autorisé EDF à étaler cette dotation à hauteur de 540 millions d'euros en 2019 ainsi qu'en 2020 et 257 millions d'euros en 2021. Les dotations aux actifs dédiés se sont ainsi élevées en 2019 à 540 millions d'euros en valeur de réalisation (387 millions d'euros en 2018) (voir note 48.5), il s'agissait de dotations en titre et non en numéraire. L'obligation restante au 1er janvier 2020 au titre des comptes au 31 décembre 2018 s'élève à 797 millions d'euros. Conformément au courrier reçu le 12 février 2020 (voir note 32.1.5.1), cette obligation devra être remplie en 2020 ; en revanche aucune dotation n'est à effectuer au titre de l'année 2019.

À horizon de 10 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros$_{2019}$) :

- à 15 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 11 % pour la déconstruction.

À horizon de 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros$_{2019}$) :

- à 37 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 93 % pour la déconstruction.

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 152	1 067
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	9 846
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	805	751
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	15 985
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	550	518
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**29 975**	**28 167**

48.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2019

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés, composée d'environ un tiers d'actifs non cotés au lieu d'un quart, EDF SA avait acquis, en décembre 2018, la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie avait été dotée aux actifs dédiés à cette date, dans le périmètre d'EDF Invest. Le reste a été doté sur l'exercice 2019. En décembre 2019, EDF SA a acquis auprès d'EDF Renewables US une participation dans des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (MiRose, Red Pine) aux États-Unis, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés dans le périmètre d'EDF Invest sur l'exercice 2019.

La dotation totale sous la forme d'apports d'actifs s'est ainsi élevée à 540 millions d'euros en 2019 en valeur de réalisation.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2019 dans le résultat financier à hauteur de 2 545 millions d'euros (voir note 16.3) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (989) millions d'euros en 2018.

Des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2019 en OCI à hauteur de 162 millions d'euros (voir note 39.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (60) millions d'euros en 2018.

48.6 Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France (ex-SOCODEI)

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France (ex SOCODEI) relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent respectivement à 92 millions d'euros et 54 millions d'euros en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 110,1 % pour Framatome et de 113,4 % pour Cyclife France (calcul effectué avec les taux d'actualisation et d'inflation du groupe EDF pour les provisions nucléaires en France – voir note 32).

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés s'agissant de Framatome et Cyclife France figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour des montants de respectivement 83 millions d'euros et 48 millions d'euros (voir note 33).

Note 49 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2019. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

49.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2019	31/12/2018
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	*49.1.1*	41 110	45 370
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	*49.1.2*	18 237	17 572
Engagements donnés liés aux opérations de financement	*49.1.3*	6 343	5 494
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**65 690**	**68 436**

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

49.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Engagements d'achats de combustible et d'énergie *	25 373	26 878
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	15 248	14 117
Engagements de location simple en tant que preneur	489	4 375
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**41 110**	**45 370**

* *Hors achats de gaz et services associés.*

49.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé, avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2019, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2019					31/12/2018
		Échéances				Total
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés [1]	9 999	2 305	3 614	2 157	1 923	10 368
Achats d'autres énergies et de matières premières [2]	281	62	144	75	-	377
Achats de combustible nucléaire	15 093	1 580	6 142	4 771	2 600	16 133
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**25 373**	**3 947**	**9 900**	**7 003**	**4 523**	**26 878**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 569 millions d'euros au 31 décembre 2019 (604 millions d'euros au 31 décembre 2018).
(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 49.1.1.1.4).

49.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 57 TWh pour l'exercice 2019 (53 TWh pour l'exercice 2018), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2018), 30 TWh au titre de l'éolien (26 TWh pour 2018), 11 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2018) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2018).

49.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

49.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

49.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2019, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2019				31/12/2018
		Échéances			
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	135	12	44	79	140
EDF	24	2	6	16	22

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 12,4 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles variant entre 1 et 15 ans.

Le contrat avec l'Algérie a été renouvelé en 2019 pour 1 milliard de mètres cubes jusqu'à 2027. En ce qui concerne le gaz provenant de la Russie, le contrat à long terme s'est terminé en 2019 et Edison a signé un nouveau contrat pour un milliard de mètres cubes pour 2020.

EDF a conclu un contrat d'importation de GNL en provenance des USA, pour une fourniture de 0,7 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètres cubes par an de gaz naturel), à partir de mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée.

Autres engagements et risques

Edison a signé récemment deux contrats significatifs d'achat de gaz en provenance d'Azerbaïdjan (1 milliard de mètres cubes par an) dont la livraison commencera à partir de 2021 et d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an) dont la livraison ne commencera qu'à partir de 2023.

49.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2019, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2019				31/12/2018
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	7 349	2 243	2 133	2 973	7 047
Engagements sur achats d'exploitation [1]	7 594	4 100	2 717	777	6 898
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	305	82	131	92	172
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION [2]	**15 248**	**6 425**	**4 981**	**3 842**	**14 117**

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 019 millions d'euros au 31 décembre 2019 (982 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Dans le cadre de son activité le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2019 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison et EDF Renouvelables dans le cadre de ses projets de développement.

49.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
EDF	2 081	2 038
EDF Renouvelables	1 612	1 677
Edison	1 319	1 262
EDF Energy	912	795
Framatome	552	517
Autres entités	873	758
TOTAL	**7 349**	**7 047**

49.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
EDF	3 028	2 533
Framatome	1 880	2 024
Enedis	829	764
EDF Energy	613	524
Autres entités	1 244	1 053
TOTAL	**7 594**	**6 898**

49.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2019, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2019				31/12/2018
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	**489**	**67**	**222**	**200**	**4 375**

À compter du 1er janvier 2019, la plupart des contrats de location existants à cette date ont été reconnus au bilan, en application des dispositions d'IFRS 16, tandis qu'ils figuraient en engagements hors bilan au 31 décembre 2018.

Les engagements de location résiduels s'élevaient à 434 millions d'euros au 1er janvier 2019 (voir note 2.1.1).

En effet, seuls subsistent en engagements hors bilan :

- les contrats exemptés de comptabilisation en application d'IFRS 16. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2019 s'établit à 211 millions d'euros (105 millions d'euros au 31 décembre 2018) ;
- les contrats de location liés à des actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction). La reconnaissance du droit d'utilisation et de la dette locative au bilan se fera à la mise à disposition de l'actif loué. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2019 s'établit à 278 millions d'euros (329 millions d'euros au 31 décembre 2018).

49.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2019, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2019				31/12/2018
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	17 430	9 422	7 245	763	16 545
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	583	54	431	98	746
Autres engagements donnés liés aux investissements	224	184	40	-	281
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT *	**18 237**	**9 660**	**7 716**	**861**	**17 572**

* *Y compris les engagements des entités contrôlées données aux coentreprises pour un montant de 265 millions d'euros au 31 décembre 2019 (399 millions d'euros au 31 décembre 2018).*

49.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
EDF	4 654	4 715
EDF Energy	6 466	6 082
Enedis	2 555	3 092
EDF Renouvelables	2 437	1 622
Framatome	517	587
Autres entités	801	447
TOTAL	**17 430**	**16 545**

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par le développement de projets notamment aux États-Unis, au Brésil et en Inde chez EDF Renouvelables, le projet de centrale thermoélectrique de Marghera levante chez Edison et une hausse des engagements liés au projet HPC chez EDF Energy. La baisse des engagements chez Enedis s'explique par l'avancement du déploiement des compteurs Linky.

49.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent Luminus.

Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui définit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres *via* une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1er juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 19 décembre 2018, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2026. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2024 et mai 2025.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2019, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

49.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2019 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil.

49.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2019 sont les suivants :

	31/12/2019				31/12/2018
		Échéances			
(en millions d'euros)	**Total**	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**> 5 ans**	**Total**
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 587	231	1 998	2 358	4 226
Garanties financières données	1 314	77	475	762	974
Autres engagements donnés liés au financement	442	426	5	11	294
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT *	**6 343**	**734**	**2 478**	**3 131**	**5 494**

* *Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 225 millions d'euros au 31 décembre 2019 (917 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables.*

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

49.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	***Notes***	**31/12/2019**	**31/12/2018**
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation [(1)]	*49.2.1*	9 291	9 539
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	*49.2.2*	181	183
Engagements reçus liés aux opérations de financement	*49.2.3*	22	31
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS [(2)]		**9 494**	**9 753**

(1) *Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 49.2.1.4)*
(2) *Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 41.2.5.*

49.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2019 sont les suivants :

	31/12/2019				31/12/2018
		Échéances			
(en millions d'euros)	**Total**	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**> 5 ans**	**Total**
Engagements de location simple en tant que bailleur	770	118	414	238	678
Engagements sur ventes d'exploitation	6 706	1 911	3 733	1 062	7 004
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 756	962	560	234	1 791
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	59	21	20	19	66
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**9 291**	**3 012**	**4 727**	**1 553**	**9 539**

49.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 770 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

49.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

49.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

49.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 150 TWh.

49.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2019				31/12/2018
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	181	60	121	-	183

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1er avril 2014, EDF disposait d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Le 20 novembre 2019, EDF a notifié à Exelon l'exercice de cette option (voir note 3.2.2).

49.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2019				31/12/2018
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	22	6	6	10	30

Note 50 Passifs éventuels

À l'exception des éléments mentionnés en notes 4.2 et 4.3, les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2019 sont les suivants :

50.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2017, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement réitéré chaque année représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 556 millions d'euros à fin 2019. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour Administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008.

Pour les exercices 2012 à 2017, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements à l'encontre duquel elle estime ses chances de succès probables en contentieux.

Par un jugement du 2 juillet 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a confirmé ces redressements pour la période 2009-2013. La Société a donc liquidé l'impôt en exécution de cette décision contre laquelle elle a également fait appel. Ce montant a été comptabilisé en impôt différé actif conformément à IFRIC 23 (voir note 17.3).

50.2 Litiges en matière sociale

EDF et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges en matière sociale. Le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe.

50.3 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) en métropole et dans les Zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Le gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité. Par ailleurs, le système des appels d'offres s'est développé.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013, 2014 et 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui arguent qu'ils ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable aux GRD au motif qu'ils n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Les premiers jugements rendus en première instance comme en Cour d'Appel étaient divergents dans les attendus et les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

En décembre 2015, la Cour d'Appel de Versailles a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) d'une question préjudicielle sur la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État.

La CJUE a rejeté cette question préjudicielle pour des motifs de forme. Le 20 septembre 2016, la Cour d'Appel de Versailles a de nouveau posé à la CJUE une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État et décidé de surseoir à statuer. Par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constituent une « intervention de l'État ou aux moyens de ressources d'État », l'un des quatre critères permettant de qualifier une aide d'État. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Elle conclut qu'il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues au cours de l'année 2018. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet, 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts a fait l'objet d'un pourvoi en cassation. Le 18 septembre 2019, la Cour de Cassation par plusieurs arrêts de rejet intéressants tant Enedis qu'EDF juge le caractère illégal de l'aide faute de notification des arrêtés tarifaires à la Commission européenne comme l'impose l'article 108 du TFUE. En conséquence, la Cour de Cassation conclut que le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance Responsabilité Civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de Cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (Green Yellow) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la faute du GRD. Suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres seriels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique.

50.4 Edison – Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 du complexe industriel Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures ont été engagées. Après la fin du volet pénal, plusieurs procédures sont toujours en cours :

- deux procédures administratives :
  - la Province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. La Province a également ordonné à Edison SpA le retrait des déchets présents sur ces terrains. Après le rejet du recours formé par Edison devant le tribunal administratif régional de Pescara, Edison a fait appel de la décision devant le Conseil d'État. La procédure est en cours,
  - par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état les terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel. Edison entend contester cet ordre devant le tribunal administratif régional de Pescara ;
- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA pour violation des représentations et garanties en matière environnementale, pour les sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession de la société Agora SpA (société contrôlant Ausimont SpA), souscrit en décembre 2001 entre les sociétés Montedison SpA et Longside International SA d'un côté et la société Solvay Solexis SpA (Solvay Specialty Polymers Italy SpA) de l'autre côté. Après une phase de questions préliminaires et préjudicielles, la procédure se poursuit avec l'examen au fond des demandes formulées par les parties ;
- une procédure civile : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours.

50.5 Enedis – Quadlogic

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le Tribunal de Grande Instance (TGI) de Paris de la société américaine Quadlogic Controls Corporation (« QCC ») portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon.

En novembre 2017, le TGI de Paris a rendu une décision favorable à Enedis et annulé pour la France, le brevet européen de QCC. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018. La procédure est en cours devant la Cour d'Appel de Paris.

Note 51 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État *		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Chiffre d'affaires	455	560	-	-	1 889	1 708	2 344	2 268
Achats d'énergie	4 063	4 071	4	5	2 104	2 031	6 171	6 107
Achats externes	18	4	3	3	253	251	274	258
Actifs financiers	150	294	-	-	-	-	150	294
Autres actifs	633	730	-	-	532	486	1 165	1 216
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 228	1 162	1	1	624	631	1 853	1 794

* *Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.*

51.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE), CENG et Taishan) sont présentées en note 26.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés, qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

51.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

51.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,58 % du capital d'EDF au 31 décembre 2019. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le Contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

51.2.2 Relations avec GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

En juillet 2014, Enedis et GRDF ont signé un communiqué commun prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages. À ce jour, Enedis a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont réorganisé une partie de leurs activités communes en créant deux entités mixtes : l'une regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre, l'opérateur Informatique & Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. Ces deux entités ont été effectivement mises en place au 1er janvier 2019.

Les activités supports des domaines Immobilier, Véhicules et Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires, jusqu'alors mixtes sont reprises en propre par chacune des deux sociétés.

51.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano sur le long-terme :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration : contrat Orano Cycle ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Cycle.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 32.1.1.

51.3 Rémuneration des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2019 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,6 millions d'euros en 2019 (12,4 millions d'euros en 2018).

Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles. Le Président-Directeur Général d'EDF pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général.

Note 52 Événements postérieurs à la clôture

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés.

Note 53 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2019

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » (P) : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de *trading* de matières premières d'EDF ;
- « **Distribution** » (D) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Réacteurs et Services (Framatome)** » (R) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;
- « **Autres** » (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques…) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers, qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque…). Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

53.1 Sociétés consolidées par intégration globale

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Cyclife France (ex Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels – SOCODEI) *		-	100,00	A
Cyclife*		100,00	-	A
CHAM SAS		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
IZI Solutions		100,00	-	A
ENRS		100,00	-	A
Immo C47		51,00	51,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
FRANCE – ACTIVITÉS RÉGULÉES				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
FRAMATOME				
Framatome	France	75,50	75,50	R
ROYAUME-UNI				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd.		100,00	100,00	A
ITALIE				
Edison SpA (Edison)		97,45	97,45	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
AUTRE INTERNATIONAL				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
Luminus SA (ex EDF Luminus SA)	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co. Ltd. (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Andes Spa (ex EDF Chile Spa)	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

* *Cyclife France (ex SOCODEI) est incluse dans le sous palier Cyclife depuis 2019.*

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Activité
EDF RENOUVELABLES				
EDF Renouvelables	France	100,00	100,00	P, A
DALKIA				
Dalkia	France	99,94	99,94	A
AUTRES MÉTIERS				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL) (1)	France	-	88,98	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C2 (2)	France	-	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	93,89	93,89	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

(1) *La Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL) a été liquidée.*
(2) *La société C2 a été fusionnée dans la société C3.*

53.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

Autres métiers		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

53.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) (1)	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	24,66	46,50	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengaz (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest SCI A et B (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
MiRose (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
AUTRE INTERNATIONAL				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq (2)	Suisse	-	25,04	P, D, T, A
Generadora Metropolitana (GM) (ex Central El Campesino SpA)	Chili	50,00	-	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	-	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.
(2) Alpiq a été cédée le 28 mai 2019 (voir note 3.2.1).

53.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2019
Edison SpA	97,45	99,48
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

Note 54 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2019 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 709	19,2	2 822	17,1
Entités contrôlées [1]	8 104	57,4	11 654	70,6
SOUS-TOTAL	**10 813**	**76,6**	**14 476**	**87,7**
Services autres que la certification des comptes [2]				
EDF	883	6,3	867	5,3
Entités contrôlées [1]	2 425	17,1	1 152	7,0
SOUS-TOTAL	**3 308**	**23,4**	**2 020**	**12,3**
TOTAL	**14 121**	**100**	**16 496**	**100**

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2018

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2018 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 133	21,1	2 954	18,2
Entités contrôlées	7 249	48,8	10 839	66,9
SOUS-TOTAL	**10 382**	**69,9**	**13 793**	**85,1**
Services autres que la certification des comptes				
EDF	397	2,7	772	4,8
Entités contrôlées	4 071	27,4	1 640	10,1
SOUS-TOTAL	**4 468**	**30,1**	**2 412**	**14,9**
TOTAL	**14 850**	**100**	**16 204**	**100**

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2019

À l'Assemblée générale de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« EDF », la « Société » ou le « Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2019, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé, ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « *Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés* » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2019 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.2.1, 1.3.13 et 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés, qui exposent les effets de la première application de la norme IFRS 16 "Contrats de location", norme adoptée par l'Union européenne et applicable pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés
Notes 1.3.2.2, 1.3.15.2, 1.3.20.1, 4.1, 32.1 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2019, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 41 720 millions d'euros, dont 22 159 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 19 561 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions est décrite dans les notes *1.3.2.2, 1.3.20.1 et 32.1.* Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes et s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 4.1 et 32.1 de l'annexe.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (notes 1.3.15.2. et 48). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 31 624 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 29 844 millions d'euros) au 31 décembre 2019, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions nucléaires et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;
- étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France et pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire trouvant à s'appliquer.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions, à apprécier la cohérence des scénarios industriels retenus par la Société et à vérifier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec ces scénarios ainsi qu'avec les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère raisonnable :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions, afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés.
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 21 134 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 13 244 millions d'euros en valeur actualisée (notes 32.1.3 et 32.1.5.2).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation retenus par la Direction, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment l'arrêté du 21 mars 2007 modifié. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés et des historiques disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons vérifié, par sondages, les mouvements de portefeuille et rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires, et les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 1.3.15.2.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée pour les provisions liées à la production nucléaire en France et les actifs dédiés dans l'annexe des comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 32.1.5.2).

Evaluation des goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, actifs corporels, et participations dans les entreprises associées et coentreprises
Notes 1.3.2.4, 1.3.14, 14 et 26 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2019, les goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, actifs corporels et participations dans les entreprises associées et coentreprises représentent des montants significatifs des comptes. Ils sont majoritairement associés à des activités non régulées dans lesquelles le groupe EDF opère.

Les notes 1.3.2.4, 1.3.14 et 14 décrivent les méthodologies retenues et appliquées pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur. Ces notes décrivent également les modalités de mises en œuvre des tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) annuellement pour celles comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond, pour la grande majorité de ces UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection des flux de trésorerie futurs actualisés.

Nous avons considéré que l'évaluation des actifs non régulés en France, au Royaume-Uni et en Italie et des entreprises associées aux Etats-Unis était un point clé de l'audit, en raison de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues pour la détermination des valeurs recouvrables et des estimations et jugements qu'elles induisent de la part de la Direction.

En particulier, un environnement de marché dégradé et volatil avec des prix de marché de l'électricité bas et des surcapacités de production électriques persistantes, ajouté à une stagnation de la demande d'énergie sur les principaux marchés d'EDF, est susceptible de réduire de façon significative la valeur recouvrable de certains goodwill, actifs incorporels et corporels ou participations dans les entreprises associées et coentreprises attachés aux activités non régulées et de conduire à des pertes de valeurs importantes.

Réponses apportées

Dans le cadre de nos travaux, nous avons analysé l'existence d'indicateurs de pertes de valeurs au niveau des UGT. Nous avons également pris connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécié le caractère approprié du modèle de valorisation.

Nous avons vérifié, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondaient à celles générées par les actifs compris dans ces UGT et qu'elles étaient cohérentes avec (i) les données du budget, du plan à moyen terme (PMT) et, au-delà, avec les hypothèses de long terme du Groupe, (ii) les performances passées, (iii), les perspectives de marché et (iv) la durée d'exploitation attendue des actifs.

Nous avons apprécié, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO_2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnections et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie.

Nous avons vérifié les modalités de détermination et la cohérence des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier analysé, avec l'aide de nos spécialistes internes, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes.

Nous avons par ailleurs apprécié le caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur de réalisation, tels que décrits dans les notes 2.3, 3.2.2 et 46 relatives aux actifs et passifs détenus en vue de leur vente.

Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.14, 14 et 26 de l'annexe aux comptes consolidés donnaient une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et d'analyses de sensibilité.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2019, KPMG S.A. était dans la 15ème année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 18ème année sans interruption, dont pour les deux, 15 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la Direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le Commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense, le 13 février 2020

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

6.3 Comptes sociaux

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

Compte de résultat

(en millions d'euros)	***Notes***	**2019**		**2018**
CHIFFRE D'AFFAIRES*	***4***		**46 155**	**44 874**
Production stockée et immobilisée			1 447	1 217
Subventions d'exploitation	*5*		7 670	6 566
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	*6*		3 279	2 996
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	*7*		849	850
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION			**59 400**	**56 503**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	***8***		**38 090**	**37 410**
Achats consommés de combustibles		3 498		3 172
Achats d'énergie		18 232		17 057
Achats de services et autres achats consommés de biens		16 360		17 181
Impôts, taxes et versements assimilés	***9***		**2 674**	**2 662**
Charges de personnel	***10***		**6 453**	**6 565**
Dotations d'exploitation	***11***		**6 590**	**6 471**
Dotations aux amortissements des immobilisations	*11.1*	3 975		3 531
Dotations aux provisions et dépréciations	*11.2*	2 615		2 940
Autres charges d'exploitation	***12***		**2 241**	**1 743**
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION			**56 048**	**54 851**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I – II)			**3 352**	**1 652**
III QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN			**-**	**-**
IV RÉSULTAT FINANCIER	***13***		**(1 701)**	**(1 756)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I – II + III + IV)			**1 651**	**(104)**
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	***14***		**547**	**939**
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	***15***		**(605)**	**756**
BÉNÉFICE OU PERTE (I – II + III + IV + V + VI)			**1 593**	**1 591**

* *Dont production en 2019 de biens à l'exportation pour 10 267 millions d'euros et de services à l'exportation pour 370 millions d'euros.*

Bilan

Actif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019 Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	31/12/2018 Montants nets
Immobilisations incorporelles	***16-17***	**2 391**	**1 305**	**1 086**	**1 017**
Immobilisations corporelles du domaine propre	***16-17***	**89 093**	**59 772**	**29 321**	**27 405**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	***16-17***	**15 004**	**8 976**	**6 028**	**5 956**
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	***16-17***	**21 712**	**94**	**21 618**	**20 937**
Participations et créances rattachées		59 532	578	58 954	58 951
Titres immobilisés		22 623	104	22 519	20 421
Prêts et autres immobilisations financières		12 710	116	12 594	12 484
Immobilisations financières	***18***	**94 865**	**798**	**94 067**	**91 856**
TOTAL I ACTIF IMMOBILISE		**223 065**	**70 945**	**152 120**	**147 171**
Stocks et en-cours	***19***	**10 031**	**245**	**9 786**	**9 907**
Avances et acomptes versés sur commande	***20***	**694**	**1**	**693**	**689**
Créances d'exploitation	***20***	**21 327**	**383**	**20 944**	**20 697**
Valeurs mobilières de placement	***21***	**14 693**	**3**	**14 690**	**16 861**
Instruments de trésorerie	***20***	**2 672**	**-**	**2 672**	**2 605**
Disponibilités	***22***	**4 714**	**-**	**4 714**	**4 619**
Charges constatées d'avance	***20***	**1 087**	**-**	**1 087**	**1 449**
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		**55 218**	**632**	**54 586**	**56 827**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**249**	**-**	**249**	**255**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**790**	**277**	**513**	**507**
Écarts de conversion – Actif (V)	***23***	**1 305**	**-**	**1 305**	**767**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		**280 627**	**71 854**	**208 773**	**205 527**

Passif

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2019	31/12/2018
Capital		**1 552**	**1 505**
Primes d'émission et de fusion		**16 506**	**15 672**
Écarts de réévaluation		**677**	**676**
Réserves			
Réserve légale		151	146
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		**8 005**	**7 351**
Résultat de l'exercice		**1 593**	**1 591**
Acomptes sur dividendes		**(458)**	**(451)**
Subventions d'investissement		**159**	**166**
Provisions réglementées		**5 935**	**6 056**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	*24*	**37 120**	**35 712**
Autres fonds propres	*25*	**9 781**	**10 620**
Passifs spécifiques des concessions	*26*	**2 234**	**2 199**
TOTAL I FONDS PROPRES		**49 135**	**48 531**
Provisions pour risques	*27*	**2 688**	**2 544**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	*28*	41 720	39 806
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	*29*	667	659
Provisions pour avantages du personnel	*30*	11 430	11 240
Provisions pour autres charges	*31*	872	866
Provisions pour charges		**54 689**	**52 571**
TOTAL II PROVISIONS		**57 377**	**55 115**
Dettes financières	*33*	**55 171**	**54 644**
Avances et acomptes reçus	*32*	**7 050**	**7 134**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	*32*	**32 322**	**33 229**
Instruments de trésorerie	*32*	**4 387**	**3 462**
Produits constatés d'avance	*32*	**3 112**	**3 116**
TOTAL III DETTES	*32*	**102 042**	**101 585**
Écarts de conversion – Passif (IV)	*34*	**219**	**296**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		**208 773**	**205 527**

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)		Note	2019	2018
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts sur les bénéfices			2 198	835
Amortissements et provisions			5 393	7 153
Plus ou moins values de cessions			(181)	(499)
Produits et charges financiers			(557)	(2 133)
Variation du besoin en fonds de roulement [1]			1 012	3 238
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation			**7 865**	**8 594**
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus [2]			(787)	1 435
Impôts sur le résultat payés			(452)	(29)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**(A)**		**6 626**	**10 000**
Opérations d'investissement				
Investissements corporels et incorporels			(6 365)	(5 982)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles			23	24
Variations d'actifs financiers [3]			251	(4 776)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(B)**		**(6 091)**	**(10 734)**
Opérations de financement				
Émissions d'emprunts et conventions de placements			5 109	4 938
Remboursements d'emprunts et conventions de placements [4]			(3 522)	(2 359)
Dividendes versés		*24*	(58)	(513)
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais [4]		*2.2.2 2.2.3*	(636)	(76)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession			5	6
Subventions d'investissement reçues			4	11
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**(C)**		**902**	**2 007**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (A)+(B)+(C)			**1 437**	**1 273**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		***22***	**(1 563)**	**(2 875)**
Incidence des variations de change			15	(13)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie			31	52
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [5]		***22***	**(80)**	**(1 563)**

(1) La variation du besoin en fonds de roulement inclut un impact positif de 2 068 millions d'euros en 2018 lié à l'évolution de la classification de certaines conventions de trésorerie de filiales (C2, C3, EDF Holding SAS, EDEV, EDF International, EDF Energy UK et EDF Inc.) désormais classées en variation de besoin en fonds de roulement et de certaines conventions de comptes courants (Enedis, Sofilo, PEI et GGF) désormais classées en variation de trésorerie dans le tableau de flux de trésorerie (voir note 22 et comptes sociaux 2018).

(2) La variation s'explique principalement par la baisse des dividendes reçus en 2019 par rapport à 2018 (voir note 13) et par le résultat de change.

(3) La variation d'actifs financiers s'explique notamment par la baisse du portefeuille d'OPCVM (voir note 21) et par les mouvements sur le portefeuille des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) des actifs dédiés.

(4) Les remboursements d'emprunts et conventions de placements intégraient en 2018 (76) millions d'euros de frais sur titres subordonnés à durée indéterminée reclassés en émissions et rachats de titres à durée indéterminée nets de frais.

(5) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 22.

Annexe aux comptes sociaux

Note 1 Principes et méthodes comptables 405
1.1 Référentiel comptable 405
1.2 Jugements et estimations de la Direction 405
1.3 Chiffre d'affaires 406
1.4 Immobilisations incorporelles 406
1.5 Immobilisations corporelles 406
1.6 Dépréciation des actifs à long terme 407
1.7 Immobilisations financières 407
1.8 Stocks et en-cours 408
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie 408
1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts 408
1.11 Écarts de conversion et gains et pertes de change 409
1.12 Provisions réglementées 409
1.13 Autres fonds propres 409
1.14 Passifs spécifiques des concessions 409
1.15 Provisions hors avantages du personnel 409
1.16 Avantages du personnel 410
1.17 Instruments dérivés 411
1.18 Contrats de matières premières 411
1.19 Environnement 411

Note 2 Événements et transactions significatifs 412
2.1 Développements dans le nucléaire 412
2.2 Opérations de financement 413
2.3 Plan d'actionnariat salarié 2019 « ORS 2019 » 414

Note 3 Évolutions réglementaires en France 414
3.1 Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et loi énergie climat 414
3.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV-tarifs bleus) 416
3.3 Commissionnement fournisseur 416
3.4 Fonds de Péréquation de l'électricité 417
3.5 Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) 417
3.6 Mécanisme de capacité 417
3.7 Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) 418
3.8 ARENH 418

Compte de résultat 419

Note 4 Chiffre d'affaires 419

Note 5 Subventions d'exploitation 419

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation 419

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges 420

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 420

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés 420

Note 10 Charges de personnel 421

Note 11 Dotations d'exploitation 421
11.1 Dotations aux amortissements 421
11.2 Dotations aux provisions et dépréciations 421

Note 12 Autres charges d'exploitation 422

Note 13 Résultat financier 422

Note 14 Résultat exceptionnel 422

Note 15 Impôts sur les bénéfices 423
15.1 Groupe fiscal 423
15.2 Impôt sur les sociétés 423
15.3 Crédit impôt compétitivité emploi (CICE) 423
15.4 Situation fiscale différée ou latente 423

Bilan 424

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles 424

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles 425
17.1 Test de perte de valeur des actifs 425

Note 18 Immobilisations financières 426
18.1 Variations des immobilisations financières 426
18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 427
18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 428
18.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP) 428
18.5 Actions propres 428
18.6 Créances de l'actif immobilisé 429

Note 19 Stocks et en-cours 429

Note 20 Créances de l'actif circulant 429

Note 21 Valeurs mobilières de placement 430

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 430

Note 23 Écarts de conversion-actif 431

Note 24 Variations des capitaux propres 431
24.1 Capital social 431
24.2 Distributions de dividendes 431

Note 25 Autres fonds propres 432

Note 26 Passifs spécifiques des concessions 432

Note 27 Provisions pour risques 433

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 433

28.1 Provisions pour gestion du combustible usé 434

28.2 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets – Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 434

28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 435

28.4 Provisions pour derniers cœurs 437

28.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité 438

Note 29 Autres provisions pour déconstruction 439

Note 30 Provisions pour avantages du personnel 439

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 440

30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 441

30.3 Actifs de couverture 441

30.4 Hypothèses actuarielles 442

Note 31 Provisions pour autres charges 442

Note 32 Dettes 443

Note 33 Dettes financières 444

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 444

33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 445

Note 34 Écarts de conversion-passif 445

Autres informations 446

Note 35 Instruments financiers 446

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt 446

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice 447

35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 447

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan 447

36.1 Engagements donnés 448

36.2 Engagements reçus 448

36.3 Autres natures d'engagements 448

Note 37 Passifs éventuels 449

Note 38 Actifs dédiés 449

38.1 Réglementation 449

38.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 449

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées 452

39.1 Relations avec les filiales 452

39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 452

Note 40 Rémunération des mandataires sociaux 453

Note 41 Événements postérieurs à la clôture 453

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général modifié.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2018.

1.2 Jugements et estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

Les principales opérations pour lesquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires, la stratégie industrielle d'EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers du Groupe en France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Le réacteur 1 de la centrale de Tricastin a été recouplée au réseau le 23 décembre 2019, après sa quatrième visite décennale. Il s'agit de la première tranche du palier 900 MW à franchir cette étape au-delà de 40 ans.

Comme indiqué en note 3.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier prospectivement la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'effet sur les dotations aux amortissements annuels, qui dépendra des tranches qui seront retenues, serait peu significatif.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Comme indiqué en note 3.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier le montant des provisions nucléaires associées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'impact sur les provisions nucléaires pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2019 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat d'EDF.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 28.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

1.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2019 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2019 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.4 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.3.1 Mécanisme de capacité

Un mécanisme de capacité a été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; toutefois l'ARENH intègre depuis 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
  - acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

1.4 Immobilisations incorporelles

1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du Plan Comptable Général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

1.5.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans ;
- centrales thermiques à flamme : 25 à 45 ans ;
- installations de production nucléaire : 40 à 50 ans ;
- installations de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans.

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Le 21 décembre 2017, un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession a été signé avec la FNCCR et France Urbaine. En conséquence, depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent de ce nouveau modèle de contrat de concession.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan quelle que soit l'origine du financement pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

1.5.3.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…) pour les concessions initiales, et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs…).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir 1.14.2).

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 12 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », ainsi définis par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

1.6 Dépréciation des actifs à long terme

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation ;
  - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque énergie, dans le cadre d'un processus mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnections, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, EDF va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS ou encore Wood Mackenzie, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents),
  - les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et la part de marché d'EDF ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

1.7 Immobilisations financières

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de Bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir de la valeur de transaction, des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres immobilisés de l'activité de portefeuille

EDF détient des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP), qui sont composés d'actifs financiers, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés.

Par ailleurs, sont également classées en autres titres immobilisés, les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. Les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est pratiquée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

1.8 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stock sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des droits d'émissions de gaz à effet de serre et des Certificats d'Économies d'Énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustibles nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication…).

Le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.6).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

1.9 Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de Bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts

Les primes de remboursement sont amorties par fractions égales (linéairement), au prorata de la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 Écarts de conversion et gains et pertes de change

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts conformément au règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture. Par symétrie, le résultat de change réalisé au titre des dérivés de couverture impacte le compte de résultat au même rythme que l'élément couvert.

Les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

1.12 Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des logiciels créés par la Société ;
- des amortissements des frais d'acquisition des titres de participation acquis par la Société.

1.13 Autres fonds propres

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et primes liés à l'émission sont amortis par résultat *prorata temporis*.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

1.14 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de forces hydrauliques.

1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité – SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler). Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens réputés financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droits du concédant sur les biens existants.

1.14.2 Passifs spécifiques des concessions de forces hydrauliques

Ces passifs sont constitués :

- de la contrevaleur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er janvier 1977 ;
- de l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de forces hydrauliques au 1er janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.15 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France, et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs d'EDF et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Ces provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs).

Les charges pour derniers cœurs correspondent d'une part, au coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire est fournie en note 28.

1.15.2 Autres provisions

Elles concernent notamment :

- les pertes sur des contrats pluri-annuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de service :
  - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer,
  - les pertes sur contrats de prestations de service liés à l'activité gaz qui sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution du contrat et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation ;
- les pertes sur contrat de transport, regazéification, stockage de gaz ;
- les pertes latentes de change ;
- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux (voir note 1.19).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

1.16 Avantages du personnel

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière…) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail…).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

EDF comptabilise en provisions les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire

d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et d'Engie correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jours retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.16.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.17 Instruments dérivés

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1er janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.18 Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1er janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

1.19 Environnement

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1er janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Les droits et les obligations rattachés à ce dispositif sont revus périodiquement.

La troisième période, du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des normes comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif est comptabilisé en stock de matières premières si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;

- un passif est enregistré en dettes fiscales dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

1.19.2 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

EDF est engagé dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par la législation, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'Économies d'Énergie conformément aux articles 616-1 à 616-25 du règlement 2014-03 relatif au Plan Comptable Général.

Les Certificats d'Économies d'Énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stocks à leur coût de production/d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (en cours de production et autres stocks) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention, permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ; ou
- un passif (provision pour autres charges) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

Note 2 Événements et transactions significatifs

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1. EPR de Flamanville 3

Préambule : les développements ci-dessous doivent être lus de façon conjointe avec la note 2.7 des comptes sociaux au 31 décembre 2018.

Le 11 avril 2019, EDF [1] a annoncé prendre connaissance de l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture [2] de l'EPR de Flamanville, émis le 11 avril 2019.

L'ASN avait en effet réuni le 9 avril 2019 le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) dans le cadre de son instruction de ces écarts :

- EDF avait remis à l'ASN le 3 décembre 2018 un dossier technique sur les modalités de réparation et de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal qui présentaient des écarts vis-à-vis de l'exigence d'exclusion de rupture ainsi que sur la démarche de justification spécifique pour les 8 soudures dites de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur ;
- ce dossier avait fait l'objet d'une instruction par l'ASN, avec l'appui technique de l'IRSN ;
- c'est sur cette base que les discussions ont été menées en réunion du GP ESPN, en présence d'EDF qui a présenté l'historique des faits, leur analyse et les modalités de traitement des écarts. EDF s'est attachée à répondre à toutes les questions du Groupe Permanent pour l'instruction technique de ce dossier.

EDF a alors indiqué que les recommandations formulées et les pistes de solution suggérées par le Groupe Permanent pourraient impacter le calendrier de mise en service et le coût de construction et qu'EDF poursuivrait ses échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui devait se prononcer quelques semaines plus tard sur la suite donnée à l'instruction de ce dossier.

En conséquence, EDF avait indiqué qu'un point précis sur le calendrier et le coût de construction de l'EPR de Flamanville serait effectué après la publication de l'avis de l'ASN.

Le 20 juin 2019 [3], EDF a annoncé prendre connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dans son courrier daté du 19 juin 2019 relatif aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville.

Dans ce courrier, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) demandait à EDF de reprendre les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel d'exclusion de rupture.

Le 26 juillet 2019 [4], EDF a annoncé que trois scénarios de remise à niveau des soudures de traversée étaient à l'étude et qu'après instruction détaillée des trois scénarios et échange avec l'ASN, EDF communiquerait dans les prochains mois sur les implications du scénario retenu en termes de planning et de coût. EDF a alors indiqué que la mise en service ne pouvait être envisagée avant fin 2022.

Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre à EDF [5] une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. L'objectif est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

Au vu de cette stratégie de reprise des soudures de traversées, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR de Flamanville.

(1) Cf. communiqué de presse du 11 avril 2019.
(2) « L'exclusion de rupture » est un très haut standard de qualité qui va au-delà de la réglementation ESPN. Elle implique un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service de certains matériels. Ce renforcement doit être suffisant pour considérer que la rupture de ces matériels est extrêmement improbable. Ce standard permet de ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de ces tuyauteries dans la démonstration de sûreté de l'installation.
(3) Cf. communiqué de presse du 20 juin 2019.
(4) Cf. communiqué de presse du 26 juillet 2019.
(5) Cf. communiqué de presse du 9 octobre 2019.

Dans ce contexte, EDF a été amené à ajuster le calendrier et l'estimation du coût de construction de l'EPR de Flamanville [1].

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros [2] soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces coûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation et non en immobilisation. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022. Pour 2020, l'impact sur le résultat est estimé, toutes choses égales par ailleurs, à (0,4) milliard d'euros net d'impôt.

Sur le site, le processus de remise à niveau des 58 soudures situées sur le circuit secondaire présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit.

En parallèle, la deuxième phase des essais dits « à chaud » a débuté le 21 septembre 2019. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

2.1.2 Écart relatif au référentiel technique de fabrication par Framatome de composants de réacteurs nucléaires

EDF a été informée par Framatome [3] d'un écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires. Cet écart, lié aux performances du procédé mis en œuvre à la fabrication, porte sur le non-respect de plages de températures sur certaines zones, lors d'opérations manufacturières dites de traitement thermique de détensionnement, réalisées sur certaines soudures de générateurs de vapeur. Il concerne des matériels en service et des matériels neufs qui ne sont pas encore en service ou installés sur un site.

Le 9 septembre 2019, EDF a informé l'Autorité de sûreté nucléaire de ses premières analyses concernant l'écart relatif à un procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique (TTD) de certains équipements de réacteurs nucléaires ;

Le travail mené depuis par EDF et Framatome [4] pour recenser les matériels et les réacteurs concernés et en confirmer l'aptitude au service a permis d'identifier 18 générateurs de vapeur (GV) installés sur six réacteurs en exploitation : les réacteurs n° 3 et 4 de Blayais, le réacteur n° 3 de Bugey, le réacteur n° 2 de Fessenheim, le réacteur n° 4 de Dampierre-en-Burly, ainsi que le réacteur n° 2 de Paluel.

Concernant les équipements non encore en service, sont concernés les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3, ainsi que trois générateurs de vapeur neufs non encore installés destinés à la réalisation des chantiers de remplacement des générateurs de vapeur des réacteurs n° 5 et 6 de Gravelines.

À la suite de la publication du 24 octobre 2019 par l'ASN de la note d'information « Écart de fabrication chez Framatome : traitement thermique de détensionnement des soudures », EDF [5] a acté que les réacteurs concernés peuvent continuer à fonctionner en l'état et que les contrôles nécessaires au traitement des écarts ne nécessitent aucune mise à l'arrêt de réacteur. Des contrôles physiques ont été réalisés sur les joints concernés des générateurs de vapeur neufs lors de leur montage à Gravelines 5 et de générateurs de vapeur de réacteurs en exploitation lors de leur arrêt pour rechargement de combustible (Blayais 4, Paluel 2 et Dampierre 4) et du générateur de vapeur de Fessenheim 2. Ces mêmes contrôles seront réalisés sur les joints concernés des réacteurs en exploitation lors des prochains arrêts programmés pour rechargement de combustible avant la fin du premier semestre 2020 (Bugey 3 et Blayais 3), sans que la conduite de ces contrôles n'implique d'anticiper, à ce stade, une durée plus longue pour ces arrêts.

2.1.3 NUWARD : projet commun de « petit réacteur modulaire » SMR

Le 17 septembre 2019, lors de la Conférence générale de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique à Vienne, le CEA, EDF, Naval Group et TechnicAtome ont dévoilé NUWARD™, projet de petit réacteur modulaire (Small Modular Reactor – SMR), faisant l'objet d'un développement conjoint. Cette solution basée sur la technologie des réacteurs à eau pressurisée (REP) est destinée à répondre aux besoins croissants du marché de l'électricité décarbonée, sûre et compétitive, dans le monde entier, sur le segment de puissance de 300-400 MWe.

Le CEA et EDF ont également entamé des discussions avec Westinghouse Electric Company pour étudier une coopération en matière de développement de petits réacteurs modulaires (SMR).

2.1.4 Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

EDF a adressé au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année.

Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et par EDF, du protocole d'indemnisation d'EDF par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coût de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale. Le total de ces versements devrait être proche de 400 millions d'euros.

  Le produit de cette indemnité sera reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;
- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Signature de trois lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Avec ces nouveaux accords qui s'inscrivent dans la continuité des deux autres lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable signées en 2017 et 2018, EDF réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans sa stratégie de financement. Au 31 décembre 2019, les lignes de crédit renouvelables indexées sur les critères ESG représentent désormais plus de 5 milliards d'euros, soit 48 % des lignes de crédit du groupe EDF.

EDF et BBVA ont ainsi signé le 22 mars 2019 une ligne de crédit renouvelable de 300 millions d'euros.

Le 22 juillet 2019, EDF a annoncé avoir signé deux lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune, l'une avec le Groupe Crédit Agricole, piloté par Crédit Agricole CIB et comprenant LCL et le Crédit Agricole d'Ile-de-France, l'autre avec Société Générale CIB.

(1) La problématique de l'écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires par Framatome (procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique – TTD) (voir note 2.1.2) qui concerne notamment les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3.
(2) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.
(3) Cf. communiqué de presse du 10 septembre 2019.
(4) Cf. communiqué de presse du 18 septembre 2019.
(5) (Cf. communiqué de presse du 25 octobre 2019.

Ces trois facilités de crédit intègrent un mécanisme d'ajustement des coûts lié à trois indicateurs de la performance du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de sa flotte automobile.

2.2.2 Émissions d'obligations hybrides

Le 26 novembre 2019, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon de 3,00 % et une option de remboursement à 8 ans au gré de la Société.

Cette émission marque l'attachement de la Société au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital. Elle s'inscrit dans une gestion dynamique par la Société de son stock d'obligations hybrides : les fonds levés par cette émission ont été essentiellement utilisés pour le rachat partiel de plusieurs souches d'obligations super-subordonnées alors en circulation, ainsi que, le cas échéant, pour les besoins généraux de la Société et du groupe EDF.

2.2.3 Rachat de certaines souches d'obligations hybrides

EDF a lancé le 26 novembre 2019 une offre contractuelle de rachat ayant visé les deux souches d'obligations hybrides suivantes :

- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 22 janvier 2022, et qui sont admises à la renégociation sur Euronext Paris ; dont le montant alors en circulation s'élevait à 661,8 millions d'euros. Le montant racheté s'élève à 394,9 millions d'euros et son règlement est intervenu le 13 décembre 2019 ;
- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 3 000 millions de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 29 janvier 2023, et qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg, dont le montant alors en circulation s'élevait à 3 000 millions de dollars US. Le montant racheté s'élève à 902,4 millions de dollars US et son règlement est intervenu le 31 décembre 2019.

La Société a également exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 sur l'intégralité du solde des obligations subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1,25 milliard d'euros, dont le montant en circulation s'élevait à 338,2 millions d'euros. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2019 ces « Autres fonds propres » en « Dettes financières » pour un montant de 338,2 millions d'euros considérant le caractère certain du remboursement (voir note 33).

En conséquence, et compte tenu de l'émission d'obligations hybrides d'un montant de 500 millions d'euros, au coupon de 3,00 % et avec option de remboursement à 8 ans au gré de la Société lancée le 26 novembre 2019 (voir note 2.2.2), ces transactions ont permis de réduire le stock total d'hybrides du bilan d'EDF d'environ 8 % à 9,8 milliards d'euros tout en réalisant une économie nette d'intérêts estimée à environ 44 millions d'euros en 2020 et à environ 58 millions d'euros à partir de 2021.

2.2.4 Émissions obligataires : EDF lève 2 milliards de dollars américains et 1,25 milliard d'euros

Le 27 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars US d'obligations senior avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %. Elle démontre la capacité du groupe EDF à attirer une base d'investisseurs très diversifiée sur une maturité très longue.

Par ailleurs, le 2 décembre 2019, EDF a levé une émission obligataire senior de 1,25 milliard d'euros avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Cela représente le montant le plus important levé par un émetteur *corporate* sur le marché EUR à cette maturité.

2.3 Plan d'actionnariat salarié 2019 « ORS 2019 »

Le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 4 avril 2019, le principe d'une opération d'actionnariat salarié. Celle-ci a été réalisée par la cession de 7 704 974 actions existantes par l'État à EDF, qui les a rétrocédées immédiatement aux salariés, anciens salariés et retraités éligibles. L'opération ne constitue donc pas une augmentation de capital pour EDF SA.

L'offre comprenait une formule dite « à effet de levier » avec garantie de l'apport personnel en euro et une formule dite « classique ». Elle a été réalisée par l'intermédiaire d'un Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE). Un abondement a été proposé aux salariés pour la formule « classique ».

Les actions offertes sont des actions ordinaires, cotées sur Euronext Paris (Compartiment A), portant jouissance courante. Étant acquises *via* la souscription de parts d'un FCPE du PEG, elles sont soumises à une période de détention obligatoire de 5 ans s'achevant le 16 juillet 2024, en dehors des cas de déblocage anticipés prévus par la réglementation. Les droits de vote seront exercés par le Conseil de surveillance du FCPE.

Le prix de cession des actions a été fixé au 20 juin 2019. Il comportait une décote de 20 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris (Volume-Weighted Average Price), durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix.

La livraison des actions a été effectuée le 16 juillet 2019.

Cette opération se traduit sur l'exercice 2019, par la comptabilisation en charge de personnel d'un montant de 6 millions d'euros relatif au coût de l'abondement et du forfait social et la comptabilisation en charge exceptionnelle d'un montant de 11 millions d'euros correspondant au coût de la décote de 20 %.

Note 3 Évolutions réglementaires en France

3.1 Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et loi énergie climat

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie est un outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015.

La PPE couvre en principe deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la première PPE publiée en octobre 2016 couvrait deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. La PPE en cours de révision couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

Un premier projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES)

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais à l'horizon 2035 l'atteinte de 50 % de part dans le mix électrique.

La réalisation de cet objectif impliquera la fermeture de 12 réacteurs nucléaires d'ici 2035, en plus de la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim à l'horizon du printemps 2020. Les réacteurs seront arrêtés à l'échéance de leur 5e visite décennale, à l'exception de deux réacteurs qui fermeront par anticipation en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité, à la sécurité d'approvisionnement et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies.

Le projet indique en outre que le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire historique permettant de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

Il indique aussi que « le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire. Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, l'objectif est d'arrêter les dernières centrales fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

Ce projet a fait l'objet de différentes consultations en 2019 et 2020.

Loi relative à l'énergie et au climat

La loi énergie et climat du 8 novembre 2019 a été publiée au Journal Officiel le 9 novembre 2019. Ses principales dispositions ayant un impact sur l'activité d'EDF sont les suivantes :

L'article 1er révise les objectifs de la politique énergétique de la France, en intégrant les résultats des travaux réalisés dans le cadre de la préparation de la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) et de la PPE :

- l'objectif « de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 » est remplacé par l'objectif « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050 » ;
- l'objectif de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012 » est remplacé par celui de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 40 % en 2030 » ;
- enfin, l'horizon envisagé pour la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité est fixé à 50 % à 2035.

L'article 12 instaure un plafond d'émissions de gaz à effet de serre applicable à compter du 1er janvier 2022 aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Le plafond a été fixé par le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019. Ces dispositions conduisent au 1er janvier 2022 à la fermeture des centrales fonctionnant exclusivement au charbon. Seront mises en place des mesures d'accompagnement spécifiques pour les salariés de ces installations et leurs sous-traitants, ainsi que des projets de territoire, comme rappelé dans le dossier de presse de janvier 2020 publié par le ministère de la Transition écologique et solidaire sur la fermeture des centrales à charbon d'ici 2022.

Sur la base du projet de loi, EDF avait annoncé envisager la fermeture de la centrale du Havre à horizon du printemps 2021, EDF continuant d'étudier les possibilités de reconversion de la centrale de Cordemais à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire avaient validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust relatif à la fabrication d'un combustible innovant et écologique utilisable dans les installations de chauffage ou les centrales de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité, si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles de Cordemais afin de répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

En conséquence, les dates de fin d'amortissement des centrales du Havre et de Cordemais ont été modifiées sur le premier semestre 2019 et établies à 2021 pour Le Havre et 2026 pour Cordemais. Si la fermeture du Havre a été confirmée pour le 1er avril 2021, les dates de Cordemais sont susceptibles d'être modifiées ultérieurement en fonction des décisions définitives en particulier sur Ecocombust.

Cette modification prospective de la durée d'amortissement a comme principale conséquence dans les comptes sociaux d'EDF au 31 décembre 2019 une augmentation de la charge d'amortissement de l'ordre de 139 millions d'euros (voir note 11.1).

L'article 62 vise à modifier le calcul des compléments de prix du mécanisme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) afin de tenir compte de l'effet du plafonnement prévu à l'article L. 336-1 du Code de l'énergie. Ces compléments de prix ont notamment pour objectif d'assurer que la demande d'ARENH des fournisseurs est conforme à leurs besoins et ainsi éviter des effets d'aubaine défavorables pour la collectivité.

Le plafond maximal de l'ARENH est porté à 150 TWh, à compter du 1er janvier 2020. Néanmoins, le volume maximal qui détermine le volume de livraison maximal d'ARENH par année de livraison (dans la limite du plafond) n'a pas été modifié pour l'année 2020 et est donc resté à 100 TWh.

La loi énergie climat intègre, par ailleurs quatre articles relatifs aux tarifs réglementés de vente suite à la censure des dispositions prévues initialement dans le projet de loi PACTE :

- l'article 63 organise la fin des tarifs réglementés de vente de gaz (TRG) pour l'ensemble des consommateurs afin de mettre le droit français en conformité avec le droit de l'Union européenne. La loi prévoit l'arrêt de la commercialisation du TRG dans le mois suivant la promulgation de la loi, il sera impossible de souscrire à un nouveau contrat aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel ou de le modifier. Les tarifs seront ensuite supprimés pour les petits professionnels au 1er décembre 2020 et pour l'ensemble des consommateurs au 1er juillet 2023. Des mesures d'accompagnement nécessaires à la suppression de ces tarifs sont prévues ;
- les articles 64 et suivants organisent la fin des tarifs réglementés de vente en électricité pour les clients non résidentiels ayant plus de 10 salariés ou un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan supérieur à 2 millions d'euros.

Une nouvelle version de la PPE prenant en compte les commentaires et avis, publiée le 20 janvier 2020 par le MTES et soumise à la consultation jusqu'au 19 février 2020

Concernant la production nucléaire et l'objectif de 50 % dans le mix en 2035, désormais inscrit dans le Code de l'énergie de par la loi énergie et climat du 8 novembre 2019, le projet précise les modalités de mise en œuvre de la fermeture des réacteurs. Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à un arrêt total d'un site. À la demande du Gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020 d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin.

Il est également précisé que les fermetures de réacteurs anticipées seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

L'adoption définitive de la PPE conduirait à prendre en compte dans les états financiers d'EDF les dates de fermeture anticipée à 2027 et 2028 des deux réacteurs par rapport à leur 5e visite décennale. Cette modification des dates d'utilisation aurait pour conséquence un changement prospectif des plans d'amortissement et un changement d'estimation des provisions nucléaires. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, au vu de différents scénarios étudiés, l'effet sur les provisions nucléaires, notamment la provision pour démantèlement, pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Le gouvernement a lancé en janvier 2020 une consultation des différents acteurs du monde de l'énergie sur un projet de texte concernant la réforme de la régulation du nucléaire existant (ARENH).

Cette consultation est lancée en application de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit que « le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans les scénarios de prix bas ».

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement envisage de mettre en place une régulation économique imposant à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat.

Ce SIEG s'appuierait sur une régulation économique du parc nucléaire existant pour concilier et contribuer aux objectifs suivants :

- protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, quel que soit leur fournisseur et pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer ;
- atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixée, ainsi que les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement.

Comme de nombreux autres acteurs du secteur, EDF contribuera à cette consultation, ouverte jusqu'au 17 mars 2020.

3.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV-tarifs bleus)

Modification du cadre législatif et réglementaire

Saisi par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) et Engie, le Conseil d'État a, par décision du 18 mai et du 3 octobre 2018, jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État a confirmé que cet objectif ne pouvait être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV garantissait l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'était pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État a estimé la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui incluait les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments ont justifié l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, publiée au JOUE le 14 juin 2019, permet le maintien des TRV pour les clients résidentiels et les microentreprises.

La loi énergie et climat organise la fin partielle des TRV électricité pour les clients non résidentiels, conformément à la directive européenne de la décision du Conseil d'État. Les TRV sont désormais réservés à l'ensemble des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

La suppression des TRV d'électricité pour les clients ne pouvant plus en bénéficier prendra effet au 1er janvier 2021. Dans l'intervalle, la loi énergie et climat et les arrêtés (1) pris en application mettent en œuvre un processus qui sera conduit par les fournisseurs historiques. Les étapes de ce processus incluent l'identification et l'information des clients concernés ainsi que la mise à disposition de leurs données aux fournisseurs alternatifs, dans le respect des règles encadrant la gestion des données personnelles. Les consommateurs concernés par la fin des TRV ne pourront plus souscrire ou modifier un contrat au TRV à partir du 1er janvier 2020. Au 1er janvier 2021, les consommateurs concernés n'ayant pas souscrit une offre de marché basculeront dans une offre de marché chez leur fournisseur historique.

Mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015, conformément à la loi NOME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 7 février 2019, publiée le 12 février 2019, la CRE a proposé une augmentation de 7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels, soit 5,9 % TTC. Le Gouvernement ayant annoncé en fin d'année 2018 que les tarifs de l'électricité n'augmenteraient pas pendant la période hivernale, il n'a approuvé la proposition de la CRE que début mai 2019, dans le délai de trois mois octroyés par le Code de l'énergie.

Les décisions tarifaires en date du 28 mai 2019 ont été publiées au JO le 30 mai et sont entrées en vigueur le 1er juin 2019.

Ces décisions tarifaires ont fait l'objet d'un recours contentieux introduit devant le Conseil d'État par les associations UFC Que Choisir et Consommation, Logement et Cadre de Vie (CLCV). Ce recours en excès de pouvoir tendant à l'annulation des décisions contestées était assorti d'un référé suspension afin que l'exécution de ces décisions soit suspendue le temps que la décision au fond intervienne. Le juge des référés a rejeté par ordonnance du 12 juillet 2019 la demande de suspension en raison de l'absence d'urgence. Le Conseil d'État a par ailleurs rejeté le recours au fond dans sa décision du 6 novembre 2019, validant ainsi la construction tarifaire mise en œuvre par la CRE sur la base du Code de l'énergie.

Par ailleurs, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2019 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé, dans sa délibération du 25 juin 2019 et publiée le 2 juillet 2019, une augmentation de 1,47 % HT (soit 1,26 % TTC) des tarifs bleus résidentiels et de 1,34 % HT (soit 1,10 % TTC) des tarifs bleus non résidentiels. La proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 30 juillet 2019, publiée au Journal Officiel le 31 juillet 2019 et a été mise en œuvre le 1er août 2019.

Enfin, la CRE a proposé, dans sa délibération du 16 janvier 2020, une augmentation des TRV Bleu Résidentiels et Non Résidentiels de +2,4 % TTC (soit une hausse de 3,0 % HT pour les TRV Bleu Résidentiels et de 3,1 % HT pour les TRV Bleu Non Résidentiels). Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte de l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie, du niveau d'écrêtement de l'ARENH pour l'année 2020, de l'augmentation des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition en Certificats d'Économie d'Énergie, et enfin du rattrapage de l'écart entre coûts et recettes des TRVE constaté pendant l'année 2019, lié notamment à l'entrée en vigueur au 1er juin 2019 de la proposition tarifaire de la CRE du 7 février 2019. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 29 janvier 2020, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2020 et mises en œuvre à compter du 1er février 2020.

3.3 Commissionnement fournisseur

À la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle que ces derniers effectuent pour leur compte auprès des clients en contrat unique.

Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés d'électricité donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 euros au lieu de 6,80 euros par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond qui peut être pris en compte par le TURPE.

(1) Arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'identification et à la mise à disposition de la liste des clients non domestiques perdant l'éligibilité aux tarifs réglementés de vente de l'électricité ;
Arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'information des consommateurs aux tarifs réglementés de vente d'électricité par leur fournisseur dans le cadre de la suppression de leur contrat à ces tarifs ;
Arrêté du 26 décembre 2019 fixant la liste des données que doivent mettre à disposition les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité aux fournisseurs d'électricité qui en font la demande.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit toutefois une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

3.4 Fonds de Péréquation de l'électricité

La CRE a publié le 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI et Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période 2018-2021.

3.5 Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE)

Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser *via* deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2019, la loi de finances initiale pour 2020 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2020 :

- un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » doté d'un montant de 6,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et marginalement de biogaz pour l'ensemble des opérateurs ainsi qu'au paiement de la dernière annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 2,7 milliards d'euros pour compenser notamment les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés *via* le Budget Général.

À noter que depuis le 1er janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN pour l'électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (TSS pour le gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF a supporté en 2019 et supportera en 2020 des charges de solidarité au titre du fond de solidarité logement ou au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public est, en 2020, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), ce deuxième objet constituant l'essentiel du financement. La loi de finances pour 2020 substitue à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie. La loi de finances initiale 2020 prévoit d'ailleurs la suppression de ce CAS dès 2021, les charges associées seront financées directement par le Budget Général ;
- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, soit les charges de précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie – sont inscrites directement au Budget Général ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau reste inchangé en 2020.

Par ailleurs, la loi de finances rectificative pour 2019 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2019 : celles-ci avaient en effet diminué en raison de la réduction de l'écart entre le prix du marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2019, les charges réalisées *in fine* au titre de 2018 s'étant avérées plus faibles que la reprévision sur laquelle les compensations avaient été versées en 2018.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de l'année 2019 s'élève à 7 662 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2019 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 800 millions d'euros (dont 4 458 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 342 millions d'euros au titre du budget général). Par ailleurs, EDF a versé courant décembre 2019 à la CRE 12,5 millions d'euros au titre d'acompte sur remboursements de reliquats de l'ancien mécanisme CSPE antérieur à 2016.

La créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016, modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Dailly auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1er janvier 2017, EDF perçoit 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

Au cours de l'année 2019, l'État a versé à EDF 1 353 millions d'euros au titre du principal de la créance financière. Ce montant est conforme à l'annuité 2019 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2019, la part du principal de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement s'élève à 660 millions d'euros qui seront normalement versés à EDF par l'État.

À noter que la créance d'exploitation au 31 décembre 2019 s'élève encore à 1 647 millions d'euros que l'État doit à EDF, un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances 2020 votée fin 2019, loi qui prévoit la suppression du CAS dès 2021.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié sa délibération n° 2019-172 du 11 juillet 2019 constatant les charges de service public au titre de 2018 (6 656 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2019 (7 123 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2020 (7 206 millions d'euros).

3.6 Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018 et 2019 se sont respectivement établis à 10,00 €/kW, 9,34 €/kW et 17,37 €/kW. La première session de rééquilibrage pour l'année 2019, qui s'est tenue le 16 mai 2019, a, quant à elle, révélé un prix de 0,00 €/kW.

Pour l'année de livraison 2020, les six sessions de marché 2019 ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 20 €/kW, 20 €/kW, 22,4 €/kW, 20 €/kW, 17,8 €/kW, 16,6 €/kW.

3.7 Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a relevé fortement le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économie d'énergie (qui s'étendait initialement du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2020) : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Ce relèvement significatif du niveau d'obligation combiné à l'existence d'un marché CEE peu profond et dont la liquidité future est incertaine, exposait EDF, lors de l'exercice précédent, au risque de versement d'une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant auprès du Trésor Public (article L. 221-4 du Code de l'énergie), en cas de déficit de certificats en fin de période.

Pour répondre à ces exigences, EDF a mis tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de Certificats d'Économie d'Énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aide au remplacement d'une chaudière à fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de pompe à chaleur). La production de certificats a doublé entre 2017 et 2019, avec en particulier une hausse de 44 % entre 2018 et 2019.

Par ailleurs, la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, outre qu'elle augmente la durée de la quatrième période, comporte un chapitre relatif, notamment, à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

Par suite, le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 publié au Journal officiel le 11 décembre 2019 a prolongé d'un an la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie qui s'achève désormais le 31 décembre 2021 à iso obligation annuelle. À noter également que l'article 143 de la loi relative à la croissance et à la transformation des entreprises (« loi PACTE ») élargit le champ des Certificats d'Économie d'Énergie aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises aux systèmes d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre en modifiant l'article L. 221-7 du Code de l'énergie.

À date, EDF estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit à fin décembre 2021.

3.8 ARENH

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, et a dépassé ainsi le volume global maximal de 100 TWh. De ce fait, EDF a livré 100 TWh en 2019 au titre de l'ARENH pour les besoins des clients finals de ses concurrents. Les souscriptions au titre des pertes réseau se sont élevées à 20,4 TWh.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, compte tenu des prix à terme du ruban 2019, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Aucune modification des souscriptions ARENH n'a été demandée au guichet de mai 2019. Par conséquent, les livraisons pour l'année 2019 n'ont pas été modifiées après ce guichet.

Par ses délibérations n° 2018-222 du 25 octobre 2018, n° 2019-090 du 9 mai 2019 et n° 2019-237 du 30 octobre 2019, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal déterminé pour l'année considérée (2018 ou 2019). Ces décisions disposent notamment qu'en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH aux guichets de novembre 2018, de mai 2019 ou de novembre 2019, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet auquel le dépassement du volume global maximal est constaté et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Selon la méthode proposée par la Commission de régulation de l'énergie, dans sa délibération n° 2019-028 sur le calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écrêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV).

La loi énergie climat introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le plafond de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020 permettant au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le prix ni le volume d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2020.

Dans ce contexte, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2019 pour livraison 2020 s'est élevée à 147 TWh. En application du volume global maximal non modifié, seuls 100 TWh seront livrés et la CRE procédera comme l'année précédente à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur.

Le gouvernement a lancé en janvier 2020 une consultation des différents acteurs du monde de l'énergie sur un projet de texte concernant la réforme de la régulation du nucléaire existant (ARENH) (voir note 3.1).

Compte de résultat

Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018
Ventes d'énergie*	**43 831**	**42 630**
dont électricité	38 392	38 451
dont gaz	5 439	4 178
Ventes de services et divers	**2 324**	**2 244**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**46 155**	**44 874**

* *Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.*

La variation du chiffre d'affaires observée en 2019 concernant l'électricité est principalement liée à des effets prix favorables sur les offres de marché et sur les ventes au tarif réglementé. S'agissant des ventes au tarif réglementé, l'effet prix résulte de l'indexation des tarifs au 1er juin 2019 (+7,7 % des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels) et au 1er août 2019 (+1,47 % des tarifs bleus résidentiels et +1,34 % des tarifs bleus non résidentiels). S'agissant des volumes, l'augmentation des livraisons au titre de l'ARENH (souscription de 120,4 TWh pour 2019 versus 96,4 TWh pour 2018) est plus que compensée par la baisse de la demande et la forte diminution des ventes sur les marchés en raison notamment de la baisse de la production nucléaire (- 12,8 TWh) et de la production hydraulique (- 5,8 TWh).

Concernant le gaz, l'augmentation du chiffre d'affaires est liée à un volume de ventes plus important réalisé avec EDF Trading.

Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2019	2018
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**7 670**	**6 566**

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 7 662 millions d'euros en 2019 (6 554 millions d'euros en 2018). La variation s'explique principalement par la hausse de la subvention au titre des obligations d'achat du fait de l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque (+14 %) et éolienne (+13,8 %), par le niveau bas des prix de marché de l'électricité observé fin 2019 et par l'augmentation des surcoûts d'achat d'énergie et de production dans les territoires insulaires (ZNI).

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	*Notes*	2019	2018
Reprises sur provisions pour risques*	***27***	**552**	**174**
Pensions et obligations assimilées	*30*	826	954
Gestion du combustible nucléaire usé	*28*	890	986
Gestion à long terme des déchets radioactifs	*28*	261	260
Déconstruction des centrales nucléaires	*28*	141	138
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		35	35
Autres provisions pour charges		187	113
Reprises sur provisions pour charges		**2 340**	**2 486**
Reprises sur dépréciations		**387**	**336**
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION		**3 279**	**2 996**

* *Dont, en 2019, une reprise de provision de 184 millions d'euros correspondant aux coûts anticipés fin 2018 sur le contrat long terme de réservation de capacité de régazéification de GNL Dunkerque LNG.*

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2019	2018
Autres produits d'exploitation	753	743
Transferts de charges	96	107
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	**849**	**850**

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2019	2018
Achats consommés de combustibles [1]	3 498	3 172
Achats d'énergie [2]	18 232	17 057
Achats de services et autres achats consommés de biens [3]	16 360	17 181
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**38 090**	**37 410**

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustibles nucléaires, matières fissiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Les achats consommés de combustibles nucléaires et de charbon diminuent compte-tenu de la baisse de la production nucléaire et de la faible sollicitation des centrales charbon. Cette diminution est plus que compensée par l'augmentation des achats de gaz et de quotas de CO_2 consommés et achetés.
En ce qui concerne les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1) :
-Au 31 décembre 2019, le volume des émissions s'élève à 6 millions de tonnes (7 millions de tonnes au 31 décembre 2018) ;
- En 2019, EDF a restitué 8 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2018 (11 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017).
(2) Les obligations d'achats d'électricité sont incluses dans ces achats. La hausse des achats d'énergie s'explique notamment par la hausse des obligations d'achats d'électricité pour 743 millions d'euros et des achats de gaz naturel liquéfié partiellement compensés par la diminution des achats sur les marchés.
(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services diminuent de 320 millions d'euros en 2019.

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018
Impôts et taxes sur rémunérations*	144	180
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 246	1 240
Contribution Économique Territoriale	524	505
Taxes foncières	453	433
Autres impôts et taxes	307	304
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**2 674**	**2 662**

* *Dans le cadre de la réforme de la taxe d'apprentissage et de la contribution formation induite par la loi n° 2018-771 du 5 septembre 2018, par dérogation, la taxe d'apprentissage n'est pas due sur les rémunérations versées en 2019.*

Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2019	2018
Salaires et traitements	3 654	3 711
Charges sociales	2 799	2 854
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**6 453**	**6 565**

La baisse des charges de personnel est principalement liée à la diminution des effectifs et à l'allègement des cotisations patronales, ciblé sur les bas salaires, au 1er janvier 2019, suite à la suppression du Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE) (voir note 15.3).

	2019			2018
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	27 308	32 041	59 349	60 759
Autres	1 924	2 257	4 181	4 168
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**29 232**	**34 298**	**63 530**	**64 927**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 Dotations d'exploitation

11.1 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2019	2018
Sur immobilisations incorporelles	266	235
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre (1)	3 401	2 991
■ du domaine concédé (2)	282	272
Dotations aux amortissements des immobilisations	**3 949**	**3 498**
Autres dotations aux amortissements	**26**	**33**
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**3 975**	**3 531**

(1) Dont 139 millions d'euros d'amortissements accélérés en 2019 concernant les centrales thermiques charbon (voir note 3.1).
(2) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions de forces hydrauliques.

11.2 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	*Notes*	2019	2018
Provisions pour risques*	***27***	**656**	**1 125**
Pensions et obligations assimilées	*30*	674	832
Gestion du combustible nucléaire usé	*28*	535	488
Gestion à long terme des déchets radioactifs	*28*	189	48
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	*28*	105	52
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		2	22
Autres provisions		112	120
Provisions pour charges		**1 617**	**1 562**
Dépréciations		**342**	**253**
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		**2 615**	**2 940**

* *La dotation au 31 décembre 2019 porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes. En 2018 la dotation intégrait 737 millions d'euros au titre du contrat long terme avec Dunkerque LNG et portait par ailleurs sur d'autres contrats onéreux pour 163 millions d'euros.*

Note 12 Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 2 241 millions d'euros en 2019 (1 743 millions d'euros en 2018) et comprennent notamment les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice ainsi que la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut. L'évolution des autres charges d'exploitation sur l'année 2019 s'explique notamment par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

Note 13 Résultat financier

EDF a fait évoluer la présentation de son résultat financier afin d'en améliorer sa lisibilité et sa compréhension. Ce changement, mis en œuvre de façon rétrospective sur l'exercice comparatif 2018, a les conséquences suivantes :

- Regroupement des gains et pertes de change latents et réalisés sur une unique ligne « Résultat de change » afin de donner une vision globale du résultat de change, en accord avec les évolutions contenues dans le règlement ANC 2015 sur les instruments à terme et opérations de couverture ;
- Détail de la ligne « Charges et produits d'intérêts et assimilés » afin de mettre en évidence le coût de la dette ;
- Regroupement des produits et pertes sur cessions des valeurs mobilières de placement, en raison de leur poids financier relatif ;
- Intégration des reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges dans les dotations nettes aux provisions et transferts de charges en raison de leur nature proche.

(en millions d'euros)		2019		2018
Produits financiers de participations [1]		1 427		2 804
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé [2]		757		607
Charges et produits d'intérêts et assimilés		**(1 483)**		**(1 590)**
■ *Charges sur dettes financières long terme après couvertures*	*(1 822)*		*(1 887)*	
■ *Autres*	*339*		*297*	
Résultat de change		(145)		312
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement		(70)		(135)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :		**(2 187)**		**(3 754)**
■ *Charge d'actualisation avantages au personnel*	*(614)*		*(574)*	
■ *Charge d'actualisation provisions nucléaires [3]*	*(1 988)*		*(2 365)*	
■ *Provision sur TIAP [4]*	*550*		*(604)*	
■ *Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges*	*485*		*301*	
RÉSULTAT FINANCIER		**(1 701)**		**(1 756)**

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :
- Enedis (556 millions d'euros en 2019 et 513 millions d'euros en 2018) ;
- C3 holding détenant EDF Investissements Groupe (156 millions d'euros en 2019 et 116 millions d'euros en 2018) ;
- EDF Holding (société détenant EDF Trading) (581 millions d'euros en 2018 sans équivalent en 2019) ;
- PEI (88 millions d'euros en 2019 et 92 millions d'euros en 2018) ;
- EDF Immo (241 millions d'euros en 2019 et 130 millions d'euros en 2018) ;
- CTE (157 millions d'euros en 2019 et en 2018) ;
- EDEV (38 millions d'euros en 2019 et 926 millions d'euros en 2018 dont 740 millions d'euros suite à la cession de Dunkerque LNG) ;
- Dalkia (90 millions d'euros en 2018 sans équivalent en 2019) ;
- Framatome (36 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2018).

(2) En 2019, ce poste intègre un produit de 24 millions d'euros (46 millions d'euros en 2018) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) En 2019, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires diminue sous l'effet d'une baisse du taux d'actualisation réel moins importante que sur la période comparée (2,3 % au 31 décembre 2019, 2,4 % au 31 décembre 2018 et 2,6 % au 31 décembre 2017).

(4) La variation s'explique principalement par une évolution favorable des marchés financiers en 2019 comparée à une évolution défavorable en 2018 principalement en fin d'année.

Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2019, le résultat exceptionnel représente un produit net de 547 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 619 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 144 millions d'euros.

Au 31 décembre 2018, le résultat exceptionnel représente un produit net de 939 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 846 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 65 millions d'euros.

Note 15 Impôts sur les bénéfices

15.1 Groupe fiscal

Depuis le 1er janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2019 comprend 317 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

15.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de (605) millions d'euros au titre de l'exercice 2019 (756 millions d'euros de produit d'impôt en 2018).

Cette charge se décompose comme suit :

- une charge de 850 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2019 ;
- une charge de 197 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 442 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 Crédit impôt compétitivité emploi (CICE)

Les sommes perçues en 2019 au titre du CICE 2018 (43 millions d'euros) ont été destinées au financement des efforts de la Société en matière d'investissement et de recrutement. À partir du 1er janvier 2019, le CICE est remplacé par un allègement de cotisations patronales pérenne, ciblé sur les bas salaires, afin de renforcer l'efficacité de la mesure sur l'emploi peu qualifié.

15.4 Situation fiscale différée ou latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF SA intègre dans ses positions latentes et différées, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles (1)	(14 704)	(15 385)	681
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(2 624)	(1 067)	(1 557)
■ Autres	(595)	(404)	(191)
Total actif d'impôt – taux de droit commun	**(17 923)**	**(16 856)**	**(1 067)**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	2 256	3 758	(1 502)
■ Autres	2 547	2 149	398
Total passif d'impôt – taux de droit commun	**4 803**	**5 907**	**(1 104)**
■ Plus value en sursis d'imposition	-	-	-
■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(15)	-	(15)
Total actif d'impôt – taux réduit	**(15)**	**-**	**(15)**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(13 135)**	**(10 949)**	**(2 186)**
Créance future d'impôt au taux de droit commun (2)	3 369	3 099	270
Créance future d'impôt au taux réduit	2	-	2

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.
(2) Tenant compte de l'application aux différences temporaires long terme d'un taux d'impôt sur les sociétés de 25,82 %.

Bilan

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2019
Logiciels	1 832	309	32	2 109
Autres	259	27	4	282
Immobilisations incorporelles	**2 091**	**336**	**36**	**2 391**
Terrains	111	11	5	117
Constructions et agencements de terrains	10 875	784	46	11 613
Tranches de production nucléaire	58 378	3 988	1 206	61 160
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 236	363	189	13 410
Réseau du domaine propre	1 052	19	-	1 071
Autres immobilisations corporelles	1 674	120	72	1 722
Immobilisations corporelles du domaine propre (1)	**85 326**	**5 285**	**1 518**	**89 093**
Terrains	47	1	-	48
Constructions et agencements de terrains	10 166	93	11	10 248
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 612	71	14	1 669
Réseau du domaine concédé	2 866	170	17	3 019
Autres immobilisations corporelles	20	-	-	20
Immobilisations corporelles du domaine concédé (2)	**14 711**	**335**	**42**	**15 004**
Immobilisations corporelles (3)	17 265	5 867	5 376	17 756
Immobilisations incorporelles (3)	776	494	344	926
Avances et acomptes versés sur commandes	3 073	5	48	3 030
Immobilisations en cours	**21 114**	**6 366**	**5 768**	**21 712**
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES (4)	**123 242**	**12 322**	**7 364**	**128 200**

(1) Les immobilisations corporelles du domaine propre comprennent la mise en service en 2019 de 35 Diesels d'Ultime Secours (DUS) pour 1 224 millions d'euros, conformément au calendrier agréé par l'ASN.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de forces hydrauliques.

(3) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de « Grand carénage » et la construction de la centrale EPR de Flamanville 3. Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 388 millions d'euros au 31 décembre 2019.

*(4) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2019 est de 11 373 millions d'euros * (soit 11 122 millions d'euros en immobilisations en cours et 251 millions d'euros en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 422 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 611 millions d'euros ; soit un coût de construction cumulé en valeur historique de 10 340 millions d'euros. Le montant des amortissements au 31 décembre 2019 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 64 millions d'euros.*

* Pas de capitalisation des intérêts dans les comptes sociaux.

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2019
Logiciels	950	257	32	1 175
Autres	124	10	4	130
Immobilisations incorporelles	**1 074**	**267**	**36**	**1 305**
Terrains et constructions	7 338	284	46	7 576
Tranches de production nucléaire	40 379	2 549	1 394	41 534
Matériel et outillage industriel hors réseau	8 641	537	181	8 997
Réseau du domaine propre	502	30	-	532
Autres immobilisations corporelles	1 061	135	63	1 133
Immobilisations corporelles du domaine propre	**57 921**	**3 535**	**1 684**	**59 772**
Terrains et constructions	6 479	146	7	6 618
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 066	31	13	1 084
Réseau du domaine concédé	1 200	79	15	1 264
Autres immobilisations corporelles	10	-	-	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**8 755**	**256**	**35**	**8 976**
Immobilisations corporelles en cours	**177**	**25**	**108**	**94**
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	**67 927**	**4 083**	**1 863**	**70 147**

17.1 Test de perte de valeur des actifs

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dits « jaune » et « vert » au 1er janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite en note 1.6, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,1 % au 31 décembre 2019. S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une prolongation à 50 ans de la durée de vie des centrales en exploitation (à l'exception de Fessenheim), en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée dans le test à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Les hypothèses de rémunération de capacité retenues pour le test sont en hausse par rapport à l'exercice précédent en cohérence avec l'analyse des fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2019 s'élève à 19,5 euros du kilowatt.

Le test tient compte des dernières prévisions concernant Flamanville 3 (voir note 2.1.1) c'est-à-dire du calendrier ajusté, avec une date de chargement du combustible fin 2022, et de la ré-estimation du coût de construction à 12,4 milliards d'euros$_{2015}$, soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros par rapport à l'estimation précédente. Le test prend en compte l'enregistrement pour l'essentiel de ces coûts supplémentaires en charges d'exploitation.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production en France. La marge du test est en augmentation par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2018, l'augmentation des coûts et le décalage de mise en service de Flamanville 3 étant plus que compensés par des effets favorables essentiellement liés à la diminution du taux d'actualisation et à l'effet positif de sortie des flux de l'exercice 2019.

Les hypothèses structurantes du test sont en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Le test réalisé au 31 décembre 2019 intègre également en sensibilité les propositions de la fermeture anticipée de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, sans modification des conclusions du test.

Note 18 Immobilisations financières

18.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2019	Montants cumulés au 31/12/2018
Participations [1]	59 479	59 207
Créances rattachées aux participations	53	51
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	22 350	20 790
Autres titres immobilisés	273	286
Créance CSPE [3]	684	2 060
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [4]	12 026	10 485
Total valeur brute des immobilisations financières	**94 865**	**92 879**
Dépréciations des participations et créances rattachées	(578)	(307)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés [5]	(220)	(716)
Total dépréciations	**(798)**	**(1 023)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**94 067**	**91 856**

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :
- une valorisation complémentaire des titres Framatome pour un montant de 40 millions d'euros. Au 31 décembre 2019, les titres de participation Framatome à hauteur de 75,5 % du capital sont valorisés pour un montant de 2 028 millions d'euros, y compris frais d'acquisition ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'EDF Pulse Croissance Holding à hauteur de 55 millions d'euros au cours du 1er semestre 2019 ;
- des prises de participation effectuées par EDF invest (voir note 38.2.5) comprenant notamment :
● la souscription à l'augmentation de capital de C73 détenant des parcs solaires aux États-Unis pour un montant de 143 millions d'euros intégralement affectée aux actifs dédiés,
● la souscription à l'augmentation de capital de C74 détenant des parcs éoliens aux États-Unis pour un montant de 123 millions d'euros partiellement affectée aux actifs dédiés ;
- la cession par EDF de 50 % plus une action de sa participation au sein de la filiale Dalkia Investissement pour une valeur comptable des titres de (137) millions d'euros en décembre 2019.

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes de 619 millions d'euros sur l'exercice 2019 (voir note 14). Ces plus-values nettes sont réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés.

(3) Cette créance est constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2015 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2019 s'élèvent à 1 399 millions d'euros y compris intérêts (1 281 millions d'euros en 2018) (voir note 3.5), et sont conformes à l'échéancier de remboursement.

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2019 est de 11 984 millions d'euros, dont 7 737 millions d'euros pour EDF International, 1 343 millions d'euros pour Dalkia, 1 249 millions d'euros pour EDF Renouvelables, 717 millions d'euros pour PEI et 503 millions d'euros pour Enedis.

(5) La varation s'explique principalement par une évolution favorable des marchés financiers en 2019 comparée à une évolution défavorable en 2018 principalement en fin d'année ayant entraîné des reprises de dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 13).

18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2019	% du capital détenu	Capitaux propres 2018	Résultats de l'exercice 2018	Dividendes reçus en 2019	Chiffres d'affaires 2018
I. Filiales							
■ **Sociétés Holdings**							
EDEV	6 891	-	100	6 328	823	38	n.s.
EDF International	25 930	-	100	18 696	(577)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	973	125	88	762
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 111	622	n.s.	-
Société C3	11 196	-	100	11 482	164	156	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 653	254	241	-
EDF Group Support Services	n.s.	-	100	1	n.s.	n.s.	155
CTE	2 705		50,1	5 298	171	157	-
C45	99	2	100	100	2	12	
EDF Nam Theun Holding	437	-	100	436	(1)	23	
C73	143	-	100	-	-	-	-
C74	123	-	100	-	-	-	-
Autres	2 033	168	100	1 835	57	105	4
■ **Sociétés industrielles et commerciales**							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	50	10	-	-	6
Dalkia France	967	140	100	502	(38)	n.s.	2 244
Enedis	2 700	-	100	5 265	596	556	14 396
Framatome	2 028	-	75,5	2 455	98	36	2 026
Edvance	12	-	80	22	13	5	335
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	124	-	-	32
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	101	3	-	16
Forces Motrices du Chatelôt	n.s.	-	50	7	n.s.	n.s.	4
■ **Autres (GIE EIFER)**	129	125	-	-	-	-	-
TOTAL I	**59 285**	**449**				**1 417**	

n.s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).
CTE : société détenant à 100 % RTE.

18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations au 31/12/2019	% du capital détenu	Capitaux propres 2018	Résultats de l'exercice 2018	Dividendes reçus en 2019
I. Filiales						
Total I Report des filiales	**59 285**	**449**				**1 417**
II Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
■ **Sociétés industrielles et commerciales**						
En France						
Trimet France	130	73	35	257	(14)	-
Dalkia Investissements	63	56	49,9	86	n.s.	
Total II.1	**193**	**129**				**-**
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	-	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	107	5	n.s.
Total II.2	**1**	**-**				**-**
Total II	**194**	**129**				**-**
Total brut des filiales et participations	**59 479**	**578**				**1 417**
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**58 901**					

n.s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

18.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**20 790**	**20 136**	**20 830**	**22 350**	**22 246**	**24 816**

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2019, pour 22 246 millions d'euros d'actifs dédiés.

18.5 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société a été autorisé par l'Assemblée générale du 16 mai 2019 pour une durée de 18 mois. Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme à la décision AMF n° 2018-01 du 2 juillet 2018.

Le Président-Directeur Général, agissant sur délégation du Conseil d'administration, a décidé le 23 décembre 2019 de procéder, dans le cadre du programme de rachat autorisé par l'Assemblée générale, à la réaffectation de 3 646 913 actions EDF initialement affectées au contrat de liquidité ainsi que de 50 594 actions affectées à une offre réservée aux salariés de 2007, objectif devenu sans objet, soit un total de 3 697 507 actions à l'objectif de réduction de capital par annulation desdites actions.

L'opération décrite ci-dessus s'est traduite par la comptabilisation d'une provision pour dépréciation des actions propres en résultat financier pour un montant de 14 millions d'euros tenant compte du cours de l'action en date du 23 décembre 2019. Ainsi, les 3 646 913 actions sont inscrites au bilan, en « Titres immobilisés », pour une valeur nette de 36 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Par ailleurs, les 50 594 actions ont, quant à elles, été maintenues au bilan en « Valeurs mobilières de placement », pour une valeur nette de 2 millions d'euros au 31 décembre 2019 dans l'attente de leur annulation (voir note 21).

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2018	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2019	Dépréciations au 31/12/2019	Valeur nette au 31/12/2019
ACTIONS PROPRES	**53**	**99**	**(91)**	**61**	**(14)**	**47**

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » au 31 décembre 2019 s'élève à 4 832 344 actions pour une valeur nette de 47 millions d'euros, dont 36 millions d'euros au titre des 3 646 913 actions concernées par l'objectif de réduction de capital par annulation.

18.6 Créances de l'actif immobilisé

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2019	Montants bruts au 31/12/2018
Créances rattachées à des participations	4	-	49	53	51
Créance CSPE	684	-	-	684	2 060
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	8 319*	2 382	1 325	12 026	10 485
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**9 007**	**2 382**	**1 374**	**12 763**	**12 596**

* *Dont 7,6 milliards d'euros à EDF International correspondant notamment à l'échéance de deux tirages sur des lignes de crédit de maturité 2023 et 2026. Ces tirages seront renouvelés sur l'exercice 2020.*

Note 19 Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	31/12/2019 Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	31/12/2018 Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 332	(4)	8 328	8 486	(6)	8 480
Autres matières premières	116	(20)	96	139	-	139
Autres approvisionnements	1 533	(221)	1 312	1 438	(183)	1 255
En cours de production et autres stocks	50	-	50	33	-	33
TOTAL STOCKS	**10 031**	**(245)**	**9 786**	**10 096**	**(189)**	**9 907**

Note 20 Créances de l'actif circulant

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2019	Montants bruts au 31/12/2018
Avances et acomptes versés sur commandes	**334**	**114**	**246**	**694**	**690**
■ Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 210	-	-	2 210	2 064
Factures à établir [1]	13 429	-	-	13 429	13 354
■ Autres créances d'exploitation [2]	5 479	23	186	5 688	5 676
Créances d'exploitation	**21 118**	**23**	**186**	**21 327**	**21 094**
Instruments de trésorerie [3]	**783**	**726**	**1 163**	**2 672**	**2 605**
Charges constatées d'avance	**295**	**260**	**532**	**1 087**	**1 449**
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**22 530**	**1 123**	**2 127**	**25 780**	**25 838**

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au titre de 2019.

(2) Elles comprennent 3 344 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 1 647 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (783 millions d'euros en 2018). L'autre partie de la créance liée à ce mécanisme figure en « Immobilisations financières » (voir note 18.1).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change.

Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018	Variation de l'exercice
Actions propres	2	3	(1)
OPCVM*	410	2 868	(2 458)
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois	-	175	(175)
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	3 318	3 468	(150)
Obligations	8 206	7 969	237
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	2 757	2 430	327
Total valeur brute	**14 693**	**16 913**	**(2 220)**
Dépréciations	**(3)**	**(52)**	**49**
TOTAL VALEUR NETTE	**14 690**	**16 861**	**(2 171)**

* *EDF a utilisé, conformément au Green Bond Framework, les fonds cantonnés en OPCVM de trésorerie ISR (Investissement Socialement Responsable) pour financer les investissements éligibles du groupe EDF, et a modifié la répartition de ses réserves de trésorerie en réduisant la part investie en OPCVM compte tenu de leur moindre rentabilité.*

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018	Variation
Valeurs mobilières de placement	14 693	16 913	(2 220)
Disponibilités	4 714	4 619	95
Sous-total à l'actif du bilan	**19 407**	**21 532**	**(2 125)**
OPCVM en euros	(410)	(2 868)	2 458
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(1 068)	(2 202)	1 134
TCN en devises inférieurs à 3 mois	-	(175)	175
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(2 250)	(1 266)	(984)
Obligations	(8 206)	(7 969)	(237)
Actions propres	(2)	(3)	1
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(2 757)	(2 430)	(327)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(14 693)**	**(16 913)**	**2 220**
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	-	-	-
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	(4 794)	(6 182)	1 388
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie*	**(80)**	**(1 563)**	**1 483**
Élimination de l'incidence des variations de change			(15)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(31)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			**1 437**

* *Voir tableau de flux de trésorerie.*

Depuis 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie, sont classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C2, C3, EDF Holding et EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, PEI, Sofilo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes sont présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font quant à elles parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

Note 23 Écarts de conversion-actif

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2019 une perte de change de 1 305 millions d'euros liée principalement :

- aux pertes de change latentes dues aux effets de l'évolution des devises (dollar américain et livre sterling pour l'essentiel) pour un montant de 994 millions d'euros au 31 décembre 2019 (767 millions d'euros au 31 décembre 2018) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au dénouement en 2019 des dérivés de change internes avec la filiale EDF International pour un montant de soulte décaissé par EDF sur la période de 311 millions d'euros, tandis que les éléments couverts (dettes en devises) sont toujours présents au bilan d'EDF SA. Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé reste comptabilisé en écarts de conversion actif et sera reconnu en charges sur la durée de vie résiduelle de l'élément couvert, de manière symétrique au mode de comptabilisation des produits et des charges de l'élément couvert.

Note 24 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2017	**1 464**	**18 651**	**6 375**	**1 924**	**163**	**6 098**	**34 676**
Affectation du résultat 2017	-	41	973	(1 014)	-	-	-
Résultat 2018	-	-	-	1 591	-	-	1 591
Augmentation de capital au 19/06/2018	41	806	-	-	-	-	847
Distribution de dividendes	-	-	1	(910)	-	-	(909)
Acompte sur dividendes	-	-	(451)	-	-	-	(451)
Autres variations	-	(4)	1	-	3	(42)	(42)
Situation au 31 décembre 2018	**1 505**	**19 494**	**6 900**	**1 591**	**166**	**6 056**	**35 712**
Affectation du résultat 2018	-	5	1 103	(1 108)	-	-	-
Résultat 2019	-	-	-	1 593	-	-	1 593
Augmentation de capital au 18/06/2019	20	431	-	-	-	-	451
Distribution de dividendes	-	-	1	(483)	-	-	(482)
Augmentation de capital au 17/12/2019	27	403					430
Acompte sur dividendes	-	-	(458)	-	-	-	(458)
Autres variations	-	1	1	-	(7)	(121)	(126)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2019	**1 552**	**20 334**	**7 547**	**1 593**	**159**	**5 935**	**37 120**

24.1 Capital social

Au 31 décembre 2019, le capital social s'élève à 1 551 810 543 euros, composé de 3 103 621 086 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,58 % par l'État, 14,92 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,34 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,16 % d'actions autodétenues.

En juin 2019, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2018 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 431 millions d'euros, suite à l'émission de 40 701 950 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2019.

En décembre 2019, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2019 s'est traduit par une augmentation du capital social de 27 millions d'euros et une prime d'émission de 403 millions d'euros, suite à l'émission de 52 651 460 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

24.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 16 mai 2019 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2018 à 0,31 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,341 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en numéraire le 10 décembre 2018, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2018 s'élève à 0,16 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,191 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 18 juin 2019.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2018 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2018 s'élève à 31 millions d'euros.

Le 19 novembre 2019, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2019, mise en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 17 décembre 2019 pour un montant de 458 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2019 s'élève à 27 millions d'euros.

Note 25 Autres fonds propres

Au 31 décembre 2019, les autres fonds propres présentent un solde de 9 781 millions d'euros composé :

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement valorisés pour des montants de 4 569 millions d'euros et 3 466 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2018 valorisés pour un montant de 1 250 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2019 valorisés pour un montant de 496 millions d'euros (500 millions d'euros en nominal net de 4 millions d'euros au titre de la prime de remboursement) (voir note 2.2.2).

Ce solde intègre les effets liés aux variations de change, les primes de remboursement et leurs amortissements.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée, s'élève à 549 millions d'euros au 31 décembre 2019 (551 millions d'euros au 31 décembre 2018). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture » (voir note 13).

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

(en millions de devises)

Date d'émission	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
01/2014	267	EUR	8 ans	4,13 %
01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %

Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Contre-valeur des biens	106	108
Écarts de réévaluation	815	840
Amortissement de caducité	280	240
Concessions des Forces Hydrauliques	**1 201**	**1 188**
Contre-valeur des biens	1 839	1 746
Financement du concessionnaire non amorti	(1 157)	(1 073)
Amortissement du financement du concédant	344	332
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	7	6
Concessions de Distribution Publique*	**1 033**	**1 011**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 234**	**2 199**

* *Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).*

Note 27 Provisions pour risques

		Dotations		Reprises				
(en millions d'euros)	31/12/2018	Exploitation [3]	Financières	Suite à utilisation [1] [3]	Provision sans objet [3]	Financières	Autres	31/12/2019
Provisions pour pertes de change [2]	767		108		-	(107)	-	768
Provisions pour contrats déficitaires	1 446	427	39	(285)	(11)	-	-	1 616
Autres provisions pour risques	331	229	-	(216)	(40)	-	-	304
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**2 544**	**656**	**147**	**(501)**	**(51)**	**(107)**	**-**	**2 688**

(1) Les reprises de provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 285 millions d'euros est principalement liée au contrat long-terme avec Dunkerque LNG pour 184 millions d'euros.
(2) Les provisions pour perte de change d'un montant de 768 millions d'euros au 31 décembre 2019 concernent principalement les emprunts hybrides.
(3) Voir notes 6 et 11.2.

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.15 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises		Autres mouvements [2]	
(en millions d'euros)	31/12/2018	Exploitation [3]	Financières [1]	Suite à utilisation [3]	Provision sans objet [3]		31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	10 698	535	515	(823)	(67)	(35)	10 823
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	751	29	36	(29)	-	18	805
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	160	650	(232)	-	107	10 531
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**21 295**	**724**	**1 201**	**(1 084)**	**(67)**	**90**	**22 159**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	105	694	(141)	-	294	16 937
Provisions pour derniers cœurs	2 526	-	97	-	-	1	2 624
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**18 511**	**105**	**791**	**(141)**	**-**	**295**	**19 561**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**39 806**	**829**	**1 992**	**(1 225)**	**(67)**	**385**	**41 720**

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 543 millions d'euros et les effets de la variation du taux d'actualisation réel en 2019 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 449 millions d'euros (charges financières de désactualisation).
(2) Les autres mouvements comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2019 pour les provisions adossées à des actifs pour 361 millions d'euros.
(3) Voir notes 6 et 11.2.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui Orano Cycle) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Cycle) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à AREVA NC une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

28.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par Orano à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MW puis dans certaines tranches 1 300 MW. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018. En lien avec eux, EDF a poursuivi en 2019 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement (soit 759 millions d'euros) pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF (pas de calendrier défini à date).

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis, dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 38.2.4).

28.2 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets – Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1er janvier 2017.

Elle concerne les charges futures des déchets radioactifs issus de l'exploitation ou de la déconstruction (hors combustibles usés) relatives à :

- la qualification et au conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

Le montage des équipements d'ICEDA (installation d'entreposage intermédiaire construite sur le site de la centrale de Bugey) a été achevé depuis décembre 2018 et les essais en inactif sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le champ des Équipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et les documents requis au titre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service transmis à l'ASN. Une mise en service d'ICEDA est attendue pour le premier semestre 2020.

Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'entreposage à l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- le stockage direct, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Déchets TFA et FMA	1 561	1 278
Déchets FAVL	330	292
Déchets HA-MAVL	8 640	8 276
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	**10 531**	**9 846**

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs, Cyclife France (pour le traitement des déchets) et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants. En 2019, une mise à jour des hypothèses des coûts et d'inventaires a été réalisée. Ces hypothèses ont fait l'objet d'une projection à long terme basée sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir. L'ensemble des effets liés aux travaux de mise à jour des devis conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 131 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 prévoit des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL reste en cours d'instruction et sera finalisé dans le cadre du PNGMDR.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo, du fait de divergences d'approches. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif au projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes d'EDF au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Les études de conception des installations futures sont en cours avec l'ANDRA et les parties prenantes. Elles intègrent des optimisations technico-économiques ainsi que les retours de l'instruction du dossier d'options de sûreté transmis par l'ANDRA à l'ASN en avril 2016. Par ailleurs, la loi du 11 juillet 2016 a précisé la notion de réversibilité. Courant 2017, l'ANDRA a opté pour une nouvelle configuration qui servira de base à l'avant-projet.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'options de sûreté) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. À noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'expert mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est désormais prévue en 2020, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Après une phase industrielle pilote à horizon 2030, les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031. La provision n'est donc pas impactée par cette évolution de planning.

28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et s.). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée :

  Depuis la loi de transition énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code

de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel (centrales de « première génération ») ainsi que la centrale de Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets).

Le plan de démantèlement préliminaire ainsi que les orientations pour le 4e réexamen périodique (« RP4 ») de Fessenheim ont été transmis à l'ASN en juillet 2018. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Les études 2019 se sont portées sur la préparation du dossier de démantèlement, avec pour objectif le dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

Le 30 septembre 2019, EDF a adressé au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année (voir note 2.1.4)

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises	Autres [2]	
(en millions d'euros)	2018	Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation		2019
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	2	488	(20)	294	13 244
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	103	206	(121)	-	3 693
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**15 985**	**105**	**694**	**(141)**	**294**	**16 937**

(1) Il s'agit des charges financières de désactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.
(2) Il s'agit de changements d'estimations dont la contrepartie est comptabilisée en variations des immobilisations corporelles (voir note 1.15.1) ou de reclassements de provisions.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par megawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques, aléas et incertitudes.

EDF considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité administrative et ont fait l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1er janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 – à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ; et
- une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Par ailleurs, le périmètre de la provision TFA FMA intègre le coût de démolition des DUS (Diesels d'Ultime Secours) et des ITGG (Installations pour le Traitement des Guides de Grappes) mis en service en 2019, entraînant un accroissement de la provision pour 43 millions d'euros.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel Graphite Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 28.2 – Déchets FAVL). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel opéré en 2015 a été présentée au collège des Commissaires de l'ASN le 29 mars 2016.

En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055.

Les retours de cette consultation dorénavant close ne devraient pas remettre fondamentalement en cause les projets de décision.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros (par contrepartie résultat), dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA). Les décisions définitives sont attendues pour 2020.

28.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

28.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

28.5.1 Taux d'actualisation et taux d'inflation

Calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la duration est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long terme.

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation. À partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du *consensus forecast* sur le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des *swaps* d'inflation a été retenue.

Ainsi, compte tenu des durations longues des engagements nucléaires pour lesquels l'objectif d'inflation long terme est recherché, et de la volatilité en fonction de la date des *swaps*, l'hypothèse d'inflation moyenne est, au 31 décembre 2019, de 1,4 % (1,5 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2019, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,4 % (respectivement 3,9 % et 1,5 % au 31 décembre 2018) soit un taux d'actualisation réel de 2,3 % au 31 décembre 2019 (2,4 % au 31 décembre 2018).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 %, et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019 (4,0 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2019 est de 3,7 %.

Par un courrier en date du 12 février 2020, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont informé EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires :

- le plafond réglementaire du taux d'actualisation sera exprimé en valeur réelle et formulé comme le taux à terme ultime applicable à la date considérée (*Ultimate Forward Rate*) publié par l'Autorité Européenne des Assurances et des Pensions Professionnelles, majoré de cent cinquante points de base. Cette évolution interviendra de façon progressive et linéaire sur 5 ans à compter du 1er janvier 2020, à partir d'une valeur de taux réel de 2,3 % ;
- l'obligation de dotation aux actifs entre 100 % et 110 % de taux de couverture pour compenser l'impact de changements d'hypothèses sur les provisions sera supprimée, tout en portant le seuil au-delà duquel les retraits sont possibles de 110 % à 120 %. L'obligation restante au titre des comptes au 31 décembre 2018 (797 millions d'euros) restera néanmoins applicable. Aucune dotation n'est attendue au titre de l'année 2019 ;
- le délai de prescription des mesures nécessaires par l'autorité administrative, en cas de sous-couverture constatée, passera de 3 à 5 ans à compter de la date de clôture comptable enregistrant cette sous-couverture.

28.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	2019		2018	
(en millions d'euros)	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible usé	19 455	10 823	18 737	10 698
Reprise et conditionnement des déchets	1 243	805	1 194	751
Gestion à long terme des déchets radioactifs	32 372	10 531	30 970	9 846
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**53 070**	**22 159**	**50 901**	**21 295**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 134	13 244	20 755	12 480
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 428	3 693	6 576	3 505
Derniers cœurs	4 331	2 624	4 346	2 526
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 893**	**19 561**	**31 677**	**18 511**

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)	31/12/2019	+ 0,20 %	-0,20 %	+ 0,20 %	-0,20 %
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE					
■ gestion du combustible usé	10 823	(228)	249	196	(215)
■ reprise et conditionnement des déchets	805	(25)	27	16	(17)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(659)	750	554	(636)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	(506)	529	7	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	(139)	150	139	(150)
■ derniers cœurs	2 624	(88)	94	-	-
TOTAL	**41 720**	**(1 645)**	**1 799**	**912**	**(1 025)**

Note 29 Autres provisions pour déconstruction

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2019 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2018	Exploitation (1) (4)	Financières	Exploitation (2) (4)	Financières (3)	31/12/2019
Avantages postérieurs à l'emploi	10 304	534	592	(748)	(271)	10 411
Avantages à long terme	936	140	21	(78)	-	1 019
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**11 240**	**674**	**613**	**(826)**	**(271)**	**11 430**

(1) Dont 409 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 255 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.
(2) Dont (802) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (23) millions d'euros au titre des gains actuariels.
(3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.
(4) Voir notes 6 et 11.2.

DÉCOMPOSITION DE LA VARIATION DE LA PROVISION

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
SOLDE AU 31/12/2018	**26 897**	**(10 913)**	**15 984**	**(39)**	**(4 705)**	**11 240**
Charge nette de l'exercice 2019	1 023	(271)	752	10	231	993
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	3 887	(1 596)	2 291	-	(2 291)	-
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 268)	465	(803)	-	-	(803)
SOLDE AU 31/12/2019	**30 539**	**(12 315)**	**18 224**	**(29)**	**(6 765)**	**11 430**

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2019 s'élèvent à 3 887 millions d'euros en lien principalement avec la variation du taux d'actualisation et d'inflation (4 244 millions d'euros), l'impact de la loi de financement de la sécurité sociale 2020 ((267) millions d'euros), la mise à jour des lois de salaire ((125) millions d'euros) et 16 millions d'euros dues aux effets d'expérience.

CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Coût des services rendus de l'exercice [1]	409	529
Charges d'intérêts (actualisation)	614	574
Rendement escompté des actifs de couverture	(271)	(267)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	99	241
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	132	(16)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	10	10
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**993**	**1 071**
dont :		
Résultat d'exploitation [2]	651	764
Résultat financier	342	307

(1) La diminution observée sur le coût des services rendus résulte essentiellement de l'évolution des hypothèses actuarielles au 31 décembre 2018 ; principalement l'évolution du taux d'augmentation des salaires (-0,1 %) et la hausse du taux d'actualisation (+0,4 %).

(2) En 2019, le montant correspond principalement aux dotations d'exploitation pour 674 millions d'euros nettes des reprises au titre des écarts actuariels de (23) millions d'euros.

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2018	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	31/12/2019
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	**10 304**	**534**	**592**	**(748)**	**(271)**	**10 411**
dont :						
Retraites	7 358	293	456	(590)	(260)	7 257
Charges CNIEG	453	7	10	(13)	-	457
Avantages en nature énergie	1 888	157	95	(122)	-	2 018
Indemnités de fin de carrière	(5)	36	13	(1)	(11)	32
Autres	611	41	18	(22)	-	648

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2019	**29 519**	**(12 314)**	**(29)**	**(6 765)**	**10 411**
dont :					
Retraites	22 576	(11 764)	-	(3 556)	7 257
Charges CNIEG	457	-	-	-	457
Avantages en nature énergie	4 847	-	-	(2 829)	2 018
Indemnités de fin de carrière	602	(534)	(13)	(23)	32
Autres	1 037	(16)	(16)	(357)	648

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2018	**25 961**	**(10 913)**	**(39)**	**(4 705)**	**10 304**
dont :					
Retraites	20 036	(10 402)	-	(2 277)	7 358
Charges CNIEG	431	-	-	22	453
Avantages en nature énergie	4 110	-	-	(2 222)	1 888
Indemnités de fin de carrière	550	(496)	(20)	(39)	(5)
Autres	834	(15)	(19)	(189)	611

30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises	
(en millions d'euros)	31/12/2018	Exploitation	Financières	Exploitation	31/12/2019
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	**936**	**140**	**21**	**(78)**	**1 019**
dont :					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	799	122	18	(69)	870
Médailles du travail	118	15	3	(7)	129
Autres	19	3	-	(2)	20

30.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture s'élèvent à 12 314 millions d'euros au 31 décembre 2019 (10 913 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces actifs de couverture sont principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 11 764 millions d'euros et des indemnités de fin de carrière pour 534 millions d'euros.

La valeur des actifs de couverture s'est appréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution favorable des marchés financiers notamment sur le marché obligataire.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**12 314**	**10 913**
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	**11 764**	**10 402**
dont en % :		
Actions	31 %	27 %
Obligations et monétaires	69 %	73 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	**534**	**496**
dont en % :		
Actions	34 %	27 %
Obligations et monétaires	66 %	73 %
Autres actifs de couverture	**16**	**15**

30.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 1,30 % au 31 décembre 2019 (2,30 % au 31 décembre 2018) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,30 % au 31 décembre 2019 (1,50 % au 31 décembre 2018) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,5 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 2,55 % pour 2019 (2,37 % pour 2018) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 2,21 % pour 2019 (1,99 % pour 2018).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie, en fonction de leur duration, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations. La baisse notable du taux d'actualisation (100 bp) est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée sur 2019.

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation. À partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du *consensus forecast* sur le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des *swaps* d'inflation a été retenue.

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,4 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, ont fait l'objet d'une mise à jour sur 2019 par l'utilisation des évolutions de salaire constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels) en lieu et place des évolutions constatées sur la période 2010-2012 ajustées d'un coefficient d'abattement représentant la réduction des évolutions salariales prévues à long terme. Cette mise à jour n'a pas eu d'impact significatif sur l'évaluation des engagements.

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des spécificités liées au régime des IEG.

Note 31 Provisions pour autres charges

		Dotations exploitation	Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2018		Suite à utilisation	Sans objet	Autres	31/12/2019
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	83	69	(66)	(2)	-	84
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	268	11	-	(1)	(6)	272
■ aux autres charges	515	193	(178)	(14)	-	516
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**866**	**273**	**(244)**	**(17)**	**(6)**	**872**

Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montant brut au 31/12/2019	Montant brut au 31/12/2018
Dettes					
Emprunts obligataires	3 781	11 081	35 710	50 572	50 068
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	1 289	1 289	1 154
Autres emprunts	1 833	7	5	1 845	2 011
Dettes financières diverses				-	
■ avances sur consommation	1	5	20	26	26
■ autres dettes	1 439	-	-	1 439	1 385
Dettes financières (voir note 33)	**7 054**	**11 093**	**37 024**	**55 171**	**54 644**
Avances et acomptes reçus des clients [1]	**7 050**	**-**	**-**	**7 050**	**7 134**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 572	108	40	7 720	7 447
Dettes fiscales et sociales [2]	8 357	-	-	8 357	8 157
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 172	-	-	2 172	2 670
Comptes créditeurs [3]	14 072	1	-	14 073	14 955
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**32 173**	**109**	**40**	**32 322**	**33 229**
Instruments de trésorerie	**3 136**	**640**	**611**	**4 387**	**3 462**
Produits constatés d'avance [4]	**610**	**915**	**1 587**	**3 112**	**3 116**
TOTAL DETTES	**50 023**	**12 757**	**39 262**	**102 042**	**101 585**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 719 millions d'euros au 31 décembre 2019 (6 827 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(2) Au 31 décembre 2019, ce poste inclut un montant de 1 463 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 521 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes-courants et conventions de placements et de trésorerie avec les filiales.

(4) Au 31 décembre 2019, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 710 millions d'euros (1 663 millions d'euros en 2018). Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat.

Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2018	Nouveaux Emprunts	Rembour-sements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2019
Emprunts *(en euros)*	1 013	-	(181)	-	-	832
Emprunts *(en devises)*	16 329	-	(2 860)	295	-	13 764
Euro-Medium Term Notes (EMTN) *(en euros)* (1)	19 983	1 250	(300)	-	-	20 933
Euro-Medium Term Notes (EMTN) *(en devises)* (2)	12 743	1 814	-	486	-	15 043
Emprunts obligataires	**50 068**	**3 064**	**(3 341)**	**781**	**-**	**50 572**
Emprunts long terme *(en euros)*	1 154	250	(115)	-	-	1 289
Emprunts auprès des établissements de crédit	**1 154**	**250**	**(115)**	**-**	**-**	**1 289**
Titres de créances négociables *(en euros)* (3)	955	-	(170)	-	-	785
Titres de créances négociables *(en devises)* (3)	1 041	5	-	-	-	1 046
Emprunts contractuels à caractère financier	15	1	(2)	-	-	14
Autres emprunts	**2 011**	**6**	**(172)**	**-**	**-**	**1 845**
Total emprunts	**53 233**	**3 320**	**(3 628)**	**781**	**-**	**53 706**
Avances sur consommation	**26**	**-**	**-**	**-**	**-**	**26**
Avances et dettes financières diverses (4)	108	18	(11)	-	338	453
Comptes bancaires créditeurs	184	-	-	-	(162)	22
Débits bancaires différés	29	-	-	-	(13)	16
Intérêts à payer	1 064	-	-	-	(116)	948
Total autres dettes financières diverses	**1 385**	**18**	**(11)**	**-**	**47**	**1 439**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**54 644**	**3 338**	**(3 639)**	**781**	**47**	**55 171**

(1) EDF a lancé une émission obligataire sénior de 1,25 millard d'euros le 2 décembre 2019 (voir note 2.2.4).
(2) EDF a lancé une émission de 2 milliards de dollars US d'obligation sénior le 27 novembre 2019 (voir note 2.2.4).
(3) Les émissions sont présentées nettes des remboursements.
(4) Dont 338 millions d'euros au titre de la souche 2020 d'emprunt hybride pour laquelle EDF a exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 (dans le cadre d'une offre de rachat sur plusieurs souches d'obligations hybrides existantes) et d'ores et déjà classé en autres dettes financières au 31 décembre 2019.

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 3 341 millions d'euros concernent des emprunts en euros et en devises arrivés à échéance.

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
(en millions d'euros)	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
Total I – Euros		**23 853**		**44**		**24 699**		**48 552**		**90**
CHF	550	507	2	1	(550)	(507)	-	-		-
GBP	7 385	8 680	29	16	(3 000)	(3 526)	4 385	5 154	100	10
HKD	2 416	276	1	1	(2 416)	(276)	-	-		-
JPY	137 000	1 124	4	2	(137 000)	(1 124)	-	-		-
NOK	1 000	101	-	-	(1 000)	(101)	-	-	-	-
USD	21 530	19 165	64	36	(21 530)	(19 165)	-	-	-	-
Total II – Autres devises		**29 853**	**100**	**56**		**(24 699)**		**5 154**	**100**	**10**
TOTAL I + II		**53 706**		**100**		**-**		**53 706**		**100**

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
(en millions d'euros)	Montants	% 31/12/2019	% 31/12/2018	Montants	Montants	% 31/12/2019	% 31/12/2018
Emprunts Long Terme et EMTN	51 312			(23 632)	27 680		
Emprunts Court Terme	1 845			-	1 845		
Dette à taux fixe	**53 157**	**99**	**99**	**(23 632)**	**29 525**	**55**	**55**
Emprunts Long Terme et EMTN	549			23 632	24 181		
Emprunts Court Terme	-			-	-		
Dette à taux variable	**549**	**1**	**1**	**23 632**	**24 181**	**45**	**45**
TOTAL	**53 706**	**100**	**100**	**-**	**53 706**	**100**	**100**

Note 34 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2019 un gain latent de change de 219 millions d'euros (296 millions d'euros au 31 décembre 2018) dont 26 millions d'euros concernant un emprunt perpétuel en livres sterling et 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des *Cross Currency Swaps*.

Autres informations

Note 35 Instruments financiers

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**
1 – Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	-	-	-	-
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	8 239	8 239	7 140	7 140
USD	3 294	3 294	2 795	2 795
GBP	3 661	3 661	4 845	4 845
JPY	-	-	-	-
Sous-total	***15 194***	***15 194***	***14 780***	***14 780***
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	29 756	24 095	22 438	22 982
CAD	205	305	325	190
USD	17 681	21 333	15 431	16 868
GBP	5 800	6 579	7 534	5 290
CHF	958	1 177	517	196
HUF	-	-	1	1
ILS	273	273	153	153
PLN	343	389	259	305
JPY	96	857	294	955
CNY	2	2	13	13
MXN	106	105	84	84
Autres	568	568	110	110
***Swaps* de capitaux long terme**				
BRL	-	19	-	-
EUR	5 308	35 013	8 578	38 230
JPY	1 124	65	1 089	-
USD	20 985	3 128	24 284	3 995
GBP	13 035	2 234	12 001	4 358
CHF	507	-	488	444
ILS	93	93	89	89
PLN	14	10	9	5
NOK	101	-	100	-
MXN	-	12	-	11
HKD	276	-	269	-
Sous-total	***97 231***	***96 257***	***94 066***	***94 279***
3 – *Swaps* de titrisation	**135**	**135**	**194**	**194**
4 – Opérations sur valeurs mobilières	**-**	**-**	**1 136**	**1 280**
Achats et ventes d'options sur titres				
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**112 560**	**111 586**	**110 176**	**110 533**
5 – *Swaps* sur matières premières				
Charbon *(en millions de tonnes)*	2	2	4	4
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	6 767	6 767	7 252	7 252

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisées aux cours de change du 31 décembre 2019 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)	2019	2018
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux*	160	114
Instruments de change	239	156
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	735	647
Instruments de change	359	172

* *Y compris les intérêts sur les swaps.*

35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2019 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
■ *Swaps* de taux	146	2 241
Opérations de couverture du risque de change		
■ Opérations de change à terme et *swaps* de change	(20)	38
■ *Cross Currency Swaps*	1 190	906
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
■ Charbon	-	39
■ Produits pétroliers	-	2
TOTAL	**1 316**	**3 226**

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2019, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2019	31/12/2018
Engagements hors bilan donnés	**12 807**	**18 845**	**11 904**	**11 169**	**54 725**	**53 865**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	**6 008**	**13 509**	**10 936**	**7 489**	**37 942**	**40 081**
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 034	10 405	8 352	7 290	29 081	32 232
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 974	3 104	2 584	199	8 861	7 849
Engagements liés aux opérations d'investissement	**3 049**	**3 959**	**459**	**173**	**7 640**	**6 902**
Engagements liés aux opérations de financement	**3 750**	**1 377**	**509**	**3 507**	**9 143**	**6 882**
Engagements hors bilan reçus	**2 238**	**9 955**	**602**	**258**	**13 053**	**13 268**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	**1 234**	**888**	**602**	**258**	**2 982**	**2 941**
Engagements liés aux opérations d'investissement	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**31**
Engagements liés aux opérations de financement	**1 004**	**9 067**	**-**	**-**	**10 071**	**10 296**

36.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

Au 31 décembre 2019, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2019	31/12/2018
Achats d'électricité et services associés	1 346	3 607	3 353	4 363	12 669	14 492
Achats de combustible nucléaire	1 688	6 798	4 999	2 927	16 412	17 740
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**3 034**	**10 405**	**8 352**	**7 290**	**29 081**	**32 232**

Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 57 TWh pour l'exercice 2019 (53 TWh pour 2018), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2018), 30 TWh au titre de l'éolien (26 TWh pour 2018), 11 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2018) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2018).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La baisse de ces engagements en 2019 s'explique essentiellement par l'exécution des contrats existants.

36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'Énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

La hausse de ces engagements porte notamment sur les Certificats d'Économie d'Énergie et sur les contrats de location.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La hausse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF porte notamment sur l'EPR de Flamanville 3.

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment en 2019, d'EDF International pour 3 505 millions d'euros, d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'EDF Energy pour 986 millions d'euros, d'Enedis pour 800 millions d'euros, d'Edison pour 799 millions d'euros et d'EDF Renouvelables pour 481 millions d'euros.

36.2 Engagements reçus

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Edvance.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.3 Autres natures d'engagements

36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi énergie climat, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français, une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à 150 TWh depuis le 1er janvier 2020. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le prix ni le volume d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2020.

36.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée.

Note 37 Passifs éventuels

Contrôles fiscaux

Pour la période 2008 à 2017, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement réitéré chaque année représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 556 millions d'euros à fin 2019. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008.

Pour les exercices 2012 à 2017, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

Note 38 Actifs dédiés

38.1 Réglementation

L'article L-594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme telles que définies ci-dessus.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 38.2.2 ci-après).

Le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les actifs non cotés.

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

38.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013.

EDF Invest cible les classes d'actifs suivantes : infrastructures, immobilier et fonds d'investissements investis en actions ou en dettes.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012.

Cette créance financière a été augmentée dans les comptes au 31 décembre 2015 d'un supplément de créance, estimé alors à 644 millions d'euros, non affecté aux actifs dédiés, correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, reconnu par l'État par un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Conformément à ce courrier, la créance financière totale porte intérêt à 1,72 % et doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a été fixé par un arrêté du 2 décembre 2016, sur la base de la confirmation par la Commission de régulation de l'énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un pool d'investisseurs.

En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté.

Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ses actifs, de même que les flux de remboursement de la créance (voir note 3.5).

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 reçue par EDF lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dettes non cotées, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes notamment en réinvestissant des actifs de taux en actifs de rendement.

38.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de Sicav ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ainsi, les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composées d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique, pour des poids minoritaires, les actifs de croissance incluent également des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 38.2.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, EDF suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyse de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

38.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 38.2.1).

Au total, au 31 décembre 2019, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 6 498 millions d'euros dont 6 080 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, co-entreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 926 millions d'euros au 31 décembre 2019 (2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018) ;
- les participations d'EDF dans Terega, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Central Sicaf, Ecowest SCI A et B, Nam Theun Power Company, des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Bicker Fen, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme, Fallago Rig et Fenland) et des sociétés détenant des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (MiRose, Red Pine) aux États-Unis.

38.2.3 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, titres immobilisés de l'activité de portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2019 est la suivante :

	31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**
Titres de participation CTE (société détenant RTE) (1)	2 705	2 926	2 705	2 738
Autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille (2)	22 246	24 816	20 136	20 830
Autres titres immobilisés	2 623	2 965	2 156	2 385
Total actifs dédiés – immobilisations financières	**27 574**	**30 707**	**24 997**	**25 953**
VMP	192	192		
Total actifs dédiés – VMP	**192**	**192**		
Créance CSPE (3)	684	688	2 060	2 080
Total actifs dédiés avant couverture	**28 450**	**31 587**	**27 057**	**28 033**
Instruments de couverture et autres éléments (2)	(5)	37	(369)	(344)
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE (4)	**28 445**	**31 624**	**26 688**	**27 689**

(1) Participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. Au 31 décembre 2019, la valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) Dont 391 millions d'euros de titres acquis fin décembre 2018 pour lesquels le paiement est intervenu début janvier 2019.

(3) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation au 31 décembre 2015, déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE est estimée en tenant compte du niveau actuel des taux de marché.

(4) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2019 ainsi qu'au 31 décembre 2018.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4. Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 105,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2019.

Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 98,3 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'avait pas non plus d'effet au 31 décembre 2018.

Des retraits pour un montant de 442 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2019 (403 millions d'euros en 2018).

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative avait autorisé EDF à étaler cette dotation à hauteur de 540 millions d'euros en 2019 ainsi qu'en 2020 et 257 millions d'euros en 2021. Les dotations aux actifs dédiés se sont ainsi élevées en 2019 à 540 millions d'euros en valeur de réalisation (387 millions d'euros en 2018) (voir note 38.2.5), il s'agissait de dotations en titre et non en numéraire. L'obligation restante au 1er janvier 2020 au titre des comptes au 31 décembre 2018 s'élève à 797 millions d'euros. Conformément au courrier reçu le 12 février 2020 (voir note 28.5.1), cette obligation devra être remplie en 2020 ; en revanche aucune dotation n'est à effectuer au titre de l'année 2019.

À horizon de 10 ans, les décaissements relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros$_{2019}$) :

- à 15 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 11 % pour la déconstruction.

À horizon de 50 ans les décaissements relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros$_{2019}$) :

- à 37 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 93 % pour la déconstruction.

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Provision pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 152	1 067
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	9 846
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	805	751
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	15 985
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	550	518
COÛT ACTUALISE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**29 975**	**28 167**

38.2.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2019

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés, composée d'environ un tiers d'actifs non cotés au lieu d'un quart, EDF SA avait acquis, en décembre 2018, la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie avait été dotée aux actifs dédiés à cette date, dans le périmètre d'EDF Invest. Le reste a été doté sur l'exercice 2019. En décembre 2019, EDF SA a acquis auprès d'EDF Renewables US une participation dans des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (MiRose, Red Pine) aux États-Unis, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés dans le périmètre d'EDF Invest sur l'exercice 2019. La dotation totale sous la forme d'apports d'actifs s'est ainsi élevée à 540 millions d'euros en 2019 en valeur de réalisation.

Au 31 décembre 2019, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 1 857 millions d'euros dont 1 238 millions d'euros dans le résultat financier et 619 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (823 millions d'euros), des reprises de provisions sur obligations et OPCVM liées à l'évolution favorable des marchés (433 millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (619 millions d'euros).

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 Relations avec les filiales

	Créances d'EDF en valeurs brutes [1]		Dettes d'EDF [1]			
(en millions d'euros)	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
ATMEA	133					
CTE (ex C25)		251		158		
Framatome		114		421		
EDF Energy		83		112		2
EDF Renouvelables	1 249					10
EDF International	7 737					142
EDF Trading		1 237		1 212		5
Edison						2
Enedis	503	111		1 796		5
Dalkia France	1 343			128		34
Groupe PEI	717			66		16
Luminus	56					1
Edvance		55				
EDF Pulse Croissance Holding	60					
Citelum	81					2
Compte courant [2]				1 762		
Convention de placement des liquidités des filiales			1 091		(11)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [3]			9 450		(3)	
Convention d'intégration fiscale				1 260		

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) Dont SOFILO pour 533 millions d'euros et Enedis pour 443 millions d'euros.
(3) Dont C3 pour 3 614 millions d'euros, EDF Trading pour 1 629 millions d'euros et EDF Développement Environnement pour 837 millions d'euros.

39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,58 % du capital d'EDF au 31 décembre 2019. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement les deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle :

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration : contrat Orano Cycle ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Cycle.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et Orano ont signé le 29 septembre 2016 un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Cycle.

Sur l'aval du cycle :

Les relations entre EDF et Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.

Note 40 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2018 et 2019 se décompose comme suit :

(en euros)	2019	2018
Président-Directeur Général [1]	453 660	452 868
Administrateurs [2]	440 000	429 248

(1) *Le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a maintenu la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2019, identique à la rémunération fixe annuelle fixée pour l'exercice 2018.*

(2) *L'Assemblée générale convoquée le 15 mai 2018 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une enveloppe annuelle de 500 000 euros au titre des rémunérations à allouer aux administrateurs pour l'exercice 2018 et les exercices ultérieurs, et ce jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée générale. Sur ce montant, le Conseil d'administration réuni le 15 février 2018 a décidé de verser aux administrateurs la somme de 440 000 euros, selon les règles de répartition en vigueur.*

Note 41 Événements postérieurs à la clôture

Il n'y a aucun évènement significatif postérieur à la clôture de l'exercice.

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2019

À l'Assemblée générale de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Électricité de France S.A. (« EDF » ou la « Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2019, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « *Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels* » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2019 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés
Notes 1.2.2, 1.7.2, 1.15.1, 3.1, 18, 28 et 38 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2019, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 41 720 millions d'euros, dont 22 159 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 19 561 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions est décrite dans les notes 1.15.1 et 28. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes et s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 3.1 et 28 de l'annexe.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (note 38). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 31 624 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 28 445 millions d'euros) au 31 décembre 2019, a été déterminée sur la base de la valeur d'inventaire des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions nucléaires et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;

- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés,

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France et pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire trouvant à s'appliquer.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions, à apprécier la cohérence des scénarios industriels retenus par la Société et à vérifier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec ces scénarios ainsi qu'avec les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère raisonnable :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions, afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés.
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 21 134 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 13 244 millions d'euros en valeur actualisée (note 28).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation retenus par la Direction, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment l'arrêté du 21 mars 2007 modifié. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés et des historiques disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons vérifié, par sondages, les mouvements de portefeuille et rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires, et les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 1.7.2.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée pour les provisions liées à la production nucléaire en France et les actifs dédiés dans l'annexe des comptes annuels, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 28.5.2).

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux Actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux Actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-4 du Code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence dans la section du rapport de gestion du Conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre Société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-5 du Code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2019, KPMG S.A. était dans la 15ème année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 18ème année sans interruption, dont pour les deux, 15 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la Direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la Société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la Société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre Société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le Commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense, le 13 février 2020

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.		Deloitte & Associés	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

6.5 Politique de distribution de dividendes

6.5.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action *(en euros)*	Dividende total distribué [1] *(en euros)*	Date de versement du dividende
2016	2 741 877 687 [2]	0,90 [3]	2 105 349 378,42 [4]	30 juin 2017
2017	2 927 438 804	0,46 [5]	1 341 187 189,41 [6]	19 juin 2018
2018	3 010 267 676	0,31 [7]	933 556 364,41 [8]	18 juin 2019

(1) Déduction faite des actions autodétenues.
(2) Au moment du versement du solde du dividende, soit après l'augmentation de capital du 30 mars 2017 ayant conduit à l'émission de 632 741 004 actions nouvelles.
(3) Soit un montant de 0,99 euro en 2016 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(4) Dont 1 005 552 797,00 euros versés le 31 octobre 2016 à titre d'acompte sur le dividende 2016 composé de 922 416 509,04 euros versés en actions nouvelles, 82 548 293,00 versés en numéraire et 587 994,96 euros de soulte. Le solde du dividende 2016, d'un montant de 1 099 796 581,42 versé le 30 juin 2017, est composé de 1 024 155 172,48 euros versés en actions nouvelles, 74 454 959,22 euros versés en numéraire et 1 186 449,72 euros de soulte.
(5) Soit un montant de 0,506 euro en 2017 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(6) Dont 432 632 648,85 euros versés le 11 décembre 2017 à titre d'acompte sur le dividende 2017 composé de 398 440 228,20 euros versés en actions nouvelles, 33 746 467,50 euros versés en numéraire et 445 953,15 euros de soulte. Le solde du dividende 2017, d'un montant de 908 554 540,56 versé le 19 juin 2018, est composé de 847 339 360,56 euros versés en actions nouvelles, 60 331 512,63 euros versés en numéraire et 883 667,37 euros de soulte.
(7) Soit un montant de 0,341 euro en 2018 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(8) Dont 451 000 397,55 euros versés le 10 décembre 2018 à titre d'acompte sur le dividende 2018 entièrement versé en numéraire. Le solde du dividende 2018, d'un montant de 482 555 966,86 versé le 18 juin 2019, est composé de 452 021 956,95 euros versés en actions nouvelles et 30 534 009,91 euros versés en numéraire.

Le 19 novembre 2019, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividende de 0,15 euro par action.

L'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 s'élève à 456 888 323,70 euros et a été mis en paiement le 17 décembre 2019 :

- la mise en paiement en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 26 325 730,00 euros correspondant à l'émission de 52 651 460 actions à la valeur nominale de 0,50 euro, accompagnée d'une prime d'émission de 403 310 183,60 euros et d'une soulte de 63,90 euros ;
- la mise en paiement en numéraire s'élève à 27 252 346,20 euros.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 13 février 2020, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires, qui sera convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019 et qui se tiendra le 7 mai 2020, le versement d'un dividende de 0,48 euro par action (hors dividende majoré) au titre de l'exercice 2019. Compte tenu de l'acompte de 0,15 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2019, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2019 s'élève à 0,33 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,38 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Sur ce solde, il sera proposé à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles de la Société. Les actionnaires pourront exercer leur option entre le 18 mai et le 4 juin 2020 inclus. Pour les actionnaires n'ayant pas exercé leur option au plus tard le 4 juin 2020, le solde du dividende sera payé intégralement en numéraire. L'État s'est engagé à exercer son option pour le paiement du dividende en actions nouvelles.

Les actions ordinaires nouvelles remises en paiement de l'augmentation de capital ne donneront droit qu'au paiement du solde du dividende 2019.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 10 juin 2020, la date de détachement étant alors fixée au 14 mai 2020.

6.5.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Conformément à la modification statutaire adoptée par l'Assemblée générale du 24 mai 2011, le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013. Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins deux ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social.

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société, qui prévoient désormais que l'assemblée peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

6.5.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

6.6 Autres informations

6.6.1 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

(extraits des comptes sociaux d'EDF) :

	2019	2018	2017	2016	2015
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	1 552	1 505	1 464	1 055	960
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	3 103 621 086	3 010 267 676	2 927 438 804	2 109 136 683	1 920 139 027
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer					
par conversion d'obligations					
par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	46 155	44 874	42 371	40 857	41 553
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	7 639	7 925	5 091	9 495	7 224
Impôts sur les bénéfices	605	(756) (2)	(687) (2)	680	(63) (2)
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1 593	1 591	1 924	5 517	271
Résultat distribué		934 (1)	1 341 (1)	2 105 (1)	2 079 (1)
Acompte sur résultat distribué	457	451	433	1 006	1 059
Résultats par action *(en euro / action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	2,27	2,88	1,97	4,18	3,79
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	0,51	0,53	0,66	2,62	0,14
Dividende attribué à chaque action		0,31 (1) (6)	0,46 (1) (5)	0,90 (1) (4)	1,10 (1) (3)
Acompte dividende attribué à chaque action	0,15	0,15	0,15	0,50	0,57
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	63 530	64 927	66 577	69 494	70 769
Montant de la masse salariale de l'exercice *(en millions d'euros)*	3 654	3 711	3 831	4 001	3 964
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	2 799	2 854	2 923	2 873	2 848

(1) Y compris acompte versé.
(2) Montant correspondant à un produit d'impôt.
(3) Soit 1,21 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré
(4) Soit 0,99 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(5) Soit 0,506 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(6) Soit 0,341 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

6.6.2 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2019 et la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel sont mentionnés à la note 52 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019 pour les événements intervenus avant le 13 février 2020, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 13 février 2020, à la section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture » du présent document d'enregistrement universel.

6.6.3 Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-6-1, C. Com)

Dans le cadre de la loi LME modifiée par la loi n° 2015-990 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, EDF communique les montants TTC des dettes et créances échues à la fin de l'exercice. Ces montants sont ventilés par tranche de retard de paiement et rapportés respectivement au montant TTC des achats et du chiffre d'affaires de l'exercice.

	Article D. 441 I.-1° : factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						**Article D. 441 I.-2° : factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu**					
(en millions d'euros)	**0 jour**	**1 à 30 jours**	**31 à 60 jours**	**61 à 90 jours**	**91 jours et plus**	**Total (1 jour et plus)**	**0 jour**	**1 à 30 jours**	**31 à 60 jours**	**61 à 90 jours**	**91 jours et plus**	**Total (1 jour et plus)**
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	80 665					4 602	3 588 764					6 857 033
Montant total des factures concernées (TTC)	2 375	28	6	1	0	35	1 257	241	70	50	592	953
% du montant total des achats de l'exercice	4,7	0,1	0	0	0	0,1						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							2,1	0,4	0,1	0,1	1	1,6
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						0						0
Montant total des factures exclues						0						0
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 43-1 du Code du commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement				Délais légaux et contractuels								Délais légaux

En août 2019, EDF a été sanctionné à la suite d'un contrôle de la DGCCRF constatant des retards de paiement sur plus de 10 % des factures de l'échantillon contrôlé en 2017. L'entreprise a mis en place un plan d'actions très volontariste qui renforce le pilotage du processus achat de bout en bout, notamment le processus de traitement des factures, et qui améliore la qualité des gestes des acteurs à chaque étape. Ce plan accélère également la digitalisation des échanges avec les fournisseurs.

6.6.4 Informations sur les succursales existantes – L. 231-1 du Code de commerce

Au 31 décembre 2019, le Groupe a recensé 195 établissements secondaires, lesquels sont enregistrés auprès des RCS listés dans le K-bis de la Société, et est présent sur le territoire français au travers de plusieurs milliers de bureaux distincts, ces derniers ne remplissant pas le critère d'autonomie de gestion nécessaire à la qualification de succursale.

La liste des succursales [(1)] d'EDF en dehors de France métropolitaine sont les suivantes :

- Saint-Barthélemy ;
- Saint-Pierre-et-Miquelon ;
- Saint-Martin ;
- Émirats Arabes Unis : Abu Dhabi ;
- Bahreïn ;
- Bénin ;
- Cambodge ;
- Chine : Taïshan ;
- Afrique du Sud ;
- Cap Vert ;
- Qatar ;
- Nouvelle Calédonie.

(1) Sur le plan fiscal, la liste représente les établissements stables à l'étranger.

6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (*Green Bonds*) émises par EDF

Depuis 2013, le Groupe a procédé à quatre émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent d'environ 4,5 milliards d'euros au total afin d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

Après deux premières émissions destinées à financer principalement la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *Green Bond Framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine. Ce nouveau Framework a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a de nouveau élargi le champ d'application de son *Green Bond Framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité.

Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces émissions suivent les quatre principes établis par les *Green Bond Principles* [(1)] à savoir (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de *reporting*. La description détaillée de ces engagements est présentée dans le *Green Bond Framework* EDF de septembre 2016, disponible sur la page *Green Bonds* du site Internet de l'entreprise.

La présente section en donne une synthèse et décrit comment EDF les a remplis à fin 2019.

Utilisation des fonds levés

Dans le cadre de ses émissions de *Green Bonds*, EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement de nouveaux investissements dans les énergies renouvelables. Les Projets Éligibles [(2)] au financement *Green Bond* (ci-après les « Projets Éligibles ») sont :

- la construction de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables développés principalement par EDF Renouvelables et, dans une moindre mesure, par Luminus en Belgique ;
- les investissements sur les installations hydroélectriques existantes en France métropolitaine ou en Belgique correspondant aux catégories suivantes : rénovation et maintenance lourde ; modernisation et automatisation ; et développement d'ouvrages existants (incluant notamment des augmentations de puissance).

Il n'est pas prévu d'utiliser les fonds levés pour le refinancement de projets existants ou l'acquisition d'activités ou de projets en fonctionnement.

Évaluation et sélection des Projets Éligibles financés

Chaque Projet Éligible appelé à être financé est évalué à l'aune des critères d'éligibilité environnementaux et sociaux [(3)] (« critères E&S ») propres aux investissements d'EDF Renouvelables ou de Luminus, d'une part, et aux investissements hydroélectriques, d'autre part, par les Directions financières d'EDF Renouvelables, de Luminus et d'EDF Hydro. Cette évaluation est conduite, à partir d'éléments fournis notamment par les équipes en charge du développement, des achats et des aspects développement durable.

Seuls les projets conformes aux critères peuvent bénéficier d'un financement *Green Bond.* Concernant les projets EDF Renouvelables, sont privilégiés les projets sur lesquels le Groupe exerce un contrôle direct.

L'ensemble du processus d'évaluation des projets est documenté de manière à pouvoir démontrer à un vérificateur indépendant que les projets financés remplissent les critères d'éligibilité.

Sur cette base, les Directions Financières d'EDF Renouvelables, de Luminus et d'EDF Hydro désignent les Projets Éligibles financés.

Gestion des fonds levés

Les fonds levés sont gérés selon un principe de cantonnement strict qui vise à assurer que leur utilisation est exclusivement et effectivement réservée au financement de Projets Éligibles.

À réception par la Direction Financements Investissements d'EDF, les fonds levés lors de chaque émission sont investis et suivis dans un sous-portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des Projets Éligibles. Les actifs de trésorerie de type « investissement socialement responsable » (ISR) sont privilégiés pour l'investissement des fonds en trésorerie.

Les Directions Financières d'EDF Renouvelables, de Luminus et d'EDF Hydro notifient, au fil de l'eau ou à intervalle réguliers, le Département Trésorerie d'EDF des fonds nécessaires à couvrir les dépenses d'investissements relatives aux projets sélectionnés. Le Département Trésorerie ajuste, sur la base de ces notifications, les montants disponibles dans les sous-portefeuilles dédiés d'actifs de trésorerie.

EDF vise une allocation complète des fonds dans les 36 mois suivant l'émission.

Reporting

Utilisation effective des fonds

L'allocation de l'intégralité des fonds levés en novembre 2013 dans le cadre du premier *Green Bond* émis par EDF (1,4 milliard d'euros) s'est achevée en juin 2015. Celle des fonds levés dans le cadre du deuxième *Green Bond* émis en octobre 2015 (1,25 milliard de dollars US) s'est achevée fin 2017. Celle des fonds levés dans le cadre du troisième *Green Bond* émis en octobre 2016 (1,75 milliard d'euros) s'est achevée fin 2019.

Au 31 décembre 2019, sur les 26 milliards de yen levés en deux tranches en janvier 2017 dans le cadre du quatrième *Green Bond* émis par EDF, 17,1 milliards de yens ont été alloués à des Projets Eligibles. Le solde des fonds levés dans le cadre de l'émission de janvier 2017 a été investi dans un portefeuille dédié de trésorerie, comme indiqué plus haut, en attendant son allocation à des Projets Éligibles.

(1) Les *Green Bond Principles*, mis à jour en juin 2018, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de *Green Bonds* qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des *Green Bonds* dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles
(2) Seuls les projets de la catégorie (i) sont éligibles au financement par les fonds levés lors des émissions de novembre 2013 et octobre 2015.
(3) Les critères E&S de chaque catégorie de projet sont présentés en annexe du *Green Bond Framework* EDF de septembre 2016.

BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2019 DE L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS

	Fonds levés	Fonds alloués à des Projets Éligibles		Nombre de projets ayant bénéficié de fonds *Green Bond*	Part des montants d'investissement financée par fonds *Green Bond*
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€		13 (1)	59 %
Green Bond n° 2 – octobre 2015	1,25 Md$	1,25 Md$		7 (1,2)	58 %
Green Bond n° 3 – octobre 2016	1,75 Md€	1 ,75 Md€	*dont EDF Renouvelables : 1 248 M€*	*10* (2)	*68 %*
			dont EDF Hydro : 502 M€	*600 opérations*	*100 %* (3)
Green Bond n° 4 – janvier 2017 (1ère tranche)	19 600 M¥	17 141 M¥	*dont capacités renouvelables : 5 690 M¥*	*3*	*41 %*
			dont projets hydroélectriques: 11 451 M¥	*206 opérations*	*83 %* (3)

(1) Dont le projet Roosevelt, financé par les Green Bonds 1 et 2.
(2) Dont le projet Red Pine, financé par les Green Bonds 2 et 3.
(3) Part des investissements financée par EDF prise en totalité, y compris la moitié du montant d'investissement du Projet Romanche-Gavet.

■ Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Renouvelables pour un financement au 31 décembre 2019 dans le cadre des trois premières émissions de *Green Bond* en novembre 2013 (GB1), octobre 2015 (GB2) et octobre 2016 (GB3) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement *Green Bond*
CID Solar	Solaire PV, 27 MWp	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Cottonwood	Solaire PV, 33 MWp	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Ensemble éolien catalan	Éolien terrestre, 96 MW	France (Pyrénées-Orientales)	En service	GB1
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	En service	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
La Mitis	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Le Granit	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Longhorn North	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB1
Rivière du Moulin	Éolien terrestre, 350 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Spinning Spur 2	Éolien terrestre, 161 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Spinning Spur 3	Éolien terrestre, 194 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et GB2
Great Western	Éolien terrestre, 225 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB2
Kelly Creek	Éolien terrestre, 184 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB2
Salt Fork	Éolien terrestre, 174 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Slate Creek	Éolien terrestre, 150 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Tyler Bluff	Éolien terrestre, 126 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Red Pine	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB2 et GB3
Bluemex Power 1	Solaire PV, 120 MWp	Mexique (Sonora)	En service	GB3
Copenhagen Wind Farm	Éolien terrestre, 80 MW	États-Unis (New-York)	En service	GB3
Nicolas Riou	Éolien terrestre, 112 MW	Canada (Québec)	En service	GB3
Rock Falls	Éolien terrestre, 154 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB3
Stoneray Power Partners	Éolien terrestre, 100 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB3
Valentine Solar	Solaire PV, 135 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB3
Glaciers Edge	Eolien terrestre, 203 MW	États-Unis (Iowa)	En service	GB3
Milligan	Eolien terrestre, 300 MW	États-Unis (Nébraska)	2020	GB3
Las Majadas	Eolien terrestre, 273 MW	États-Unis (Texas)	2020	GB3

- Les Projets Éligibles sélectionnés par Luminus pour un financement au 31 décembre 2019 dans le cadre de l'émission de *Green Bond* en Yen en janvier 2017 (GB4) pour la première tranche sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
Geel-West	Éolien terrestre, 11 MW	Belgique	En service	GB4
Villers 4	Éolien terrestre, 45 MW	Belgique	En service	GB4
Turnhout	Éolien terrestre, 12 MW	Belgique	En service	GB4
Monsin	Hydroélectrique	Belgique	En service	GB4

- Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Hydro pour un financement au 31 décembre 2019 dans le cadre de l'émission de *Green Bond* d'octobre 2016 se décomposent comme suit :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée *(MW)*	Production moyenne (2011-2018) concernée [1] *(TWh)*	Montant *(M€)*
Rénovation et maintenance lourde	474	9,6	20,6	269
Modernisation et automatisation	302	15,9	31,7	72
Développement d'ouvrages existants	30	1,2	2,4	247
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**806**	**17,1**	**34,0**	**588**

(1) Données 2018, les données 2019 ne sont pas disponibles

Dans le cadre de la gestion de son portefeuille d'actifs renouvelables, le Groupe est amené à céder des participations dans les actifs qu'il développe. Le pourcentage de détention par le Groupe des capacités ayant reçu un financement *Green Bond* au 31 décembre 2019 s'établit à 39 % pour le *Green Bond* n° 1, 14 % pour le *Green Bond* n° 2, 91 % pour le *Green Bond* n° 3 et 100% pour le *Green Bond* n°4.

Impact des Projets Éligibles financés

Le tableau ci-dessous présente trois principaux impacts associés aux projets d'énergie renouvelable ayant bénéficié d'un financement *Green Bond* :

- la capacité de production d'électricité, construite dans le cadre de chaque projet EDF Renouvelables ou Luminus, ou rénovée, modernisée ou développée dans le cadre des investissements hydroélectriques ;
- la production d'électricité supplémentaire attendue de chaque projet ; et
- les émissions de CO_2 évitées attendues par l'injection de cette production d'électricité supplémentaire dans les réseaux électriques.

Ces impacts sont présentés de manière agrégée : les données brutes correspondent à l'agrégation de l'impact de chacun des projets ayant reçu un financement du *Green Bond* considéré ; les données nettes correspondent à la somme de l'impact de chacun des Projets Éligibles, pondérée de la part du montant d'investissement du projet financée par le *Green Bond* considéré.

		Capacité totale des projets financés au 31 décembre 2019 *(en MW)*		Production attendue *(en TWh/an)*		Émissions de CO_2 évitées attendues *(en Mt/an)*	
		Brute [1]	Nette [2]	Brute [1]	Nette [2]	Brutes [1]	Nettes [2]
Green Bond n° 1 – novembre 2013		1 755	976	6,0	4,1	2,21	1,55
Green Bond n° 2 – octobre 2015		1 306	815	4,6	3,3	2,53	1,83
Green Bond n° 3 – octobre 2016	EDF Renouvelables	1 788	1 354	6,7	5,2	3,19	2,54
	EDF Hydro	14 596	1 011	0,2 [3]	0,2 [3]	0,01 [3]	0,01 [3]
Green Bond n° 4 – janvier 2017	Luminus	67	29	0,1	0,06	0,03	0,01
	EDF Hydro + Luminus	2 468	145	0,1	0,05	0,01	0,01

(1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un financement du Green Bond correspondant.
(2) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le Green Bond correspondant.
(3) Uniquement lié à la production supplémentaire attendue des investissements de développement, y compris la moitié de la production supplémentaire attendue du projet Romanche-Gavet.

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- capacité des projets financés : capacité installée à l'issue de la construction de chaque Projet Éligible telle que prévue dans le dossier d'investissement et mise à jour le cas échéant en phase de construction ou de mise en service du projet ;
- production attendue : prévision de production (dite « P50 ») prise en compte au moment de la décision d'investissement de chaque Projet Éligible ;
- émissions de CO_2 évitées : le facteur d'émission moyen du kilowattheure du système électrique est estimé sur la base du mix énergétique du système électrique et des facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production. Le facteur d'émission du projet correspond directement au facteur d'émission ACV de la filière de production du projet. Les mix énergétiques sont ceux publiés par l'*Energy Information Administration* (EIA, 2018) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, *Statistics Canada* (2018) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (2018) pour les autres pays. Les facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production correspondent aux valeurs médianes établies par le Groupement d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et publiées dans son 5e rapport d'évaluation (2014). La méthodologie détaillée est disponible sur demande auprès du siège du groupe EDF. Il est important de noter (i) qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO_2 évitées sont des données prévisionnelles estimées et non des données réelles.

Attestation de l'un des Commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2019, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « *Green Bond* » du 25 novembre 2013, du 8 octobre 2015, du 11 octobre 2016 et du 26 janvier 2017

Au Président-Directeur général,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société Electricité de France S.A. (la **"Société")** et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2019, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires "Green Bond" (les **"Emissions")** du 25 novembre 2013 (l' "**Emission GB 2013**"), du 8 octobre 2015 (l' "**Emission GB 2015**"), du 11 octobre 2016 (l' "**Emission GB 2016**") et du 26 janvier 2017 (l' "**Emission GB 2017**"), d'un montant de 1,4 milliard d'euros, 1,25 milliard de dollars américains, 1,75 milliard d'euros et 26,0 milliards de yens respectivement, figurant dans le document ci-joint, intitulé *"Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bonds) émises par EDF"*, et établi conformément aux termes et conditions des contrats d'émission du 25 novembre 2013, du 8 octobre 2015, du 11 octobre 2016 et du 26 janvier 2017 (les "**Contrats d'Emission**").

Ce document, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires « Green Bond », a été établi sous votre responsabilité. Il fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles (les « **Projets Éligibles** ») depuis la date de réception des fonds jusqu'au 31 décembre 2019 (l'« **Allocation des Fonds Levés** ») :

- au titre de l'Émission GB 2013, soit du 27 novembre 2013 au 31 décembre 2015, d'un montant de 1,4 milliard d'euros, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée en juin 2015 ;
- au titre de l'Émission GB 2015, soit du 13 octobre 2015 au 31 décembre 2017, d'un montant de 1,25 milliard de dollars américains, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée fin 2017 ;
- au titre de l'Émission GB 2016, soit du 11 octobre 2016 au 31 décembre 2019, d'un montant de 1,75 milliard d'euros, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée fin 2019 ;
- au titre de l'Émission GB 2017, soit du 26 janvier 2017 au 31 décembre 2019, d'un montant de 26 milliards de yens.

Ces informations ont été établies à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- le respect des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association*[(1)] à savoir (i) l'utilisation des fonds levés (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Émission ;
- le suivi des fonds issus des Émissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2019 dans le cadre des Émissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au 31 décembre 2019 à la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Éligibles financés » du document joint à la présente attestation.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Émission et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Éligibles postérieurement à leur allocation ;
- de nous prononcer sur le caractère approprié de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées.

Dans le cadre de notre mission de commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Notre audit, effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avait pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Ces comptes consolidés, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 13 février 2020.

En outre, nous n'avons pas mis en œuvre de procédures pour identifier, le cas échéant, les événements survenus postérieurement à l'émission de notre rapport sur les comptes consolidés en date du 13 février 2020.

Nos travaux, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention. Ces travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

Pour les informations relatives à l'Allocation des Fonds Levés et au respect des quatre composants des Green Bond Principles :

- vérifier la correcte prise en compte des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* à savoir (i) l'utilisation des fonds levés (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting ;
- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, tels que définis en annexe des Contrats d'Émission ;
- vérifier la correcte ségrégation des fonds levés lors des Émissions et leur allocation exclusive à des Projets Éligibles ;
- vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Éligibles et financés par chacune des Émissions ;
- effectuer les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019 ;

Pour l'estimation des émissions de CO_2 évitées :

- procéder à une revue critique de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées ;
- vérifier la conformité dans tous leurs aspects significatifs des modalités appliquées pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au cours de la période avec la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Éligibles financés » du document joint à la présente attestation ;
- vérifier la cohérence des informations relatives à l'estimation des données de production et au choix des facteurs d'émission utilisés (calcul des facteurs d'émission des réseaux électriques où les projets sont implantés et choix des facteurs d'émission par technologie de production d'énergie), étant précisé qu'il

(1) *International Capital Market Association - Green Bond Principles, 2015 – Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds, March 27, 2015*

n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler :

- sur le respect des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association ;*
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Émission ;
- sur le suivi des fonds issus des Émissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2019 dans le cadre des Émissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au 31 décembre 2019 par rapport à la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Éligibles financés » du document joint à la présente attestation.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Paris-La Défense, le 13 mars 2020

L'un des Commissaires aux Comptes
Deloitte & Associés

Christophe Patrier Associé **Damien Leurent Associé**



7.

Informations générales concernant la Société et son capital

SOMMAIRE

7.1 Informations générales concernant la Société 466

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social 466
7.1.2 Registre du commerce et des sociétés, Code APE 466
7.1.3 Date de constitution et durée de la Société 466
7.1.4 Forme juridique et législation applicable 466
7.1.5 Litiges 466

7.2 Actes constitutifs et statuts 467

7.2.1 Objet social 467
7.2.2 Exercice social 467
7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 467
7.2.4 Droits attachés aux actions 467
7.2.5 Cession et transmission des actions 468
7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote 468
7.2.7 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 468
7.2.8 Assemblées générales 468
7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société 469
7.2.10 Franchissements de seuils 469

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat 470

7.3.1 Montant et évolution du capital social 470
7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions 471
7.3.3 Capital autorisé mais non émis 473
7.3.4 Autres titres donnant accès au capital 475
7.3.5 Titres non représentatifs du capital 475
7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 475
7.3.7 Nantissement des titres de la Société 475
7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote 476
7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 476

7.4 Marché des titres de la Société 477

7.5 Opérations avec des apparentés 478

7.5.1 Opérations avec des apparentés 478
7.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 479
7.5.3 Procédure sur les conventions courantes 481

7.6 Contrats importants 482

7.6.1 Contrats importants conclus en 2019 482
7.6.2 Contrats importants conclus en 2018 482
7.6.3 Contrats importants conclus en 2017 482

7.1 Informations générales concernant la Société

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est à Paris 8e, 22-30, avenue de Wagram.

Le numéro de téléphone est + 33 (0) 1 40 42 22 22.

7.1.2 Registre du commerce et des sociétés, Code APE

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 401E.

7.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constitué, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (EPIC), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions spécifiques issues notamment du Code de l'énergie et de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ou par ses statuts.

7.1.5 Litiges

Cette section a pour objet de décrire les principales procédures judiciaires autres que celles visées à la note 50 des annexes aux comptes consolidés ainsi que les évolutions significatives desdites procédures intervenues depuis la date d'approbation des comptes jusqu'à la date de dépôt de ce document.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autre procédure administrative, judiciaire ou arbitrale y compris toute procédure dont la Société a connaissance, qui est en suspens ou dont elle est menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et ou du Groupe que celles visées ci-dessous et celles figurant dans les annexes des comptes consolidés clos au 31/12/2019.

Enquêtes ADLC

EDF fait actuellement l'objet de deux enquêtes de l'Autorité de la concurrence. La première fait suite à une plainte déposée le 17 octobre 2016 par la société Xélan, qui allègue notamment que le refus d'EDF de lui transmettre les données de consommation des clients au tarif réglementé de vente l'empêcherait de construire ses propres offres de fourniture d'électricité basées sur la maîtrise de la consommation énergétique. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. EDF et ses filiales ont introduit des recours devant la Cour d'Appel de Versailles pour contester ces opérations de visite et de saisies. Par ordonnances du 12 avril 2018 et du 10 janvier 2019, le Président de la Cour d'Appel de Versailles a rejeté les appels contre l'ordonnance d'autorisation des opérations de visite et de saisies et contre le déroulement de ces opérations. Le pourvoi en cassation introduit par EDF et ses filiales est toujours pendant. La seconde enquête, relative aux pratiques commerciales d'EDF sur les marchés de détail de fourniture d'énergie, fait suite à une plainte d'Engie portant notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande.

Enquête AMF

EDF fait l'objet depuis le 21 juillet 2016 d'une enquête diligentée par l'AMF sur l'information financière fournie aux marchés depuis le mois de juillet 2013. Dans le cadre de cette enquête EDF a communiqué à l'AMF un certain nombre d'informations et de documents et a répondu à ses questions. À la connaissance d'EDF cette enquête est toujours en cours et elle ne préjuge en rien de l'issue de la procédure.

Enquête CRE/REMIT

Le 1er décembre 2016, la CRE a procédé à l'ouverture d'une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading Limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1er avril 2016, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La CRE a informé EDF par courrier en date du 5 juillet 2018 avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS). Cela ne préjuge en rien de l'issue de la procédure.

Recours par des ONG et des associations contre les autorisations liées aux moyens de production

Un certain nombre d'autorisations et permis liés aux moyens de production du groupe (ASN, décision préfectorale, décret, arrêté…) font l'objet de contentieux le plus souvent portés par des associations environnementales.

7.2 Actes constitutifs et statuts

Dans le présent document d'enregistrement universel, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement à différentes reprises.

7.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger, et dans le respect des lois mentionnées à l'article premier de ses statuts :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2 224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues, de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, destinées à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

7.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1er janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi ou les statuts et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau. Le Conseil d'administration a également la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions. En outre, l'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé. Le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013 (voir section 6.5.2 « Politique de distribution, dividende majoré »).

Les modalités de mise en paiement des distributions votées par l'Assemblée générale, ainsi que les dates de jouissance des actions distribuées, sont fixées par elle ou, à défaut, par le Conseil d'administration, dans les conditions légales. Lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soulte en espèces ou, si l'Assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, en versant la différence en numéraire.

7.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

En application de l'article L. 225-123 du Code de commerce tel que modifié par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, un droit de vote double de celui dont bénéficient les autres actions sera conféré de droit à toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il sera justifié d'une inscription nominative, depuis deux ans au moins, au nom du même actionnaire. Ces dispositions ont pris effet le 3 avril 2016. En effet, le Conseil d'administration d'EDF avait décidé de ne pas proposer à l'Assemblée générale de modification des statuts visant à faire obstacle à l'application du droit de vote double prévu à l'article L. 225-123 du Code de commerce.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la Société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres

au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres Assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers, les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

7.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

7.2.7 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration est doté d'un règlement intérieur, régulièrement mise à jour, destiné à préciser notamment les modalités de fonctionnement du Conseil d'administration, en complément des dispositions légales et réglementaires applicables et des statuts de la Société.

Ces modalités sont décrites à la section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration ».

Le règlement intérieur du Groupe est accessible sur le site Internet du Groupe (www.edf.fr).

7.2.8 Assemblées générales

7.2.8.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

7.2.8.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

L'Assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre d'actions qu'ils possèdent.

Les actionnaires peuvent choisir entre l'une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'assemblée en demandant une carte d'admission, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter à distance.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, il est justifié du droit de participer à l'Assemblée générale par l'inscription en compte des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte (en application du septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce), au deuxième jour précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société (ou son mandataire), soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, l'inscription des titres dans les comptes de titres au porteur tenus par les intermédiaires financiers est constatée par une attestation de participation délivrée par ces derniers, le cas échéant par voie électronique dans les conditions prévues à l'article R. 225-61 du Code de commerce, en annexe du formulaire de vote à distance, de la procuration de vote ou de la demande de carte d'admission établie au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat et, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant par voie électronique. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

EDF offre à ses actionnaires la possibilité de voter par Internet, avant l'Assemblée générale.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

7.2.8.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration

Les demandes d'inscription à l'ordre du jour de l'Assemblée générale de points ou de projets de résolutions par des actionnaires remplissant les conditions prévues par l'article R. 225-71 du Code de commerce doivent parvenir à la Société au plus tard le vingt-cinquième jour qui précède la date de l'assemblée, sans pouvoir être adressées plus de 20 jours calendaires après la publication de l'avis préalable de réunion, conformément à l'article R. 225-73 du Code de commerce.

La demande d'inscription d'un point à l'ordre du jour est motivée. La demande d'inscription de projets de résolution est accompagnée du texte des projets de résolution, qui peuvent être assortis d'un bref exposé des motifs.

Les auteurs de la demande justifient, à la date de la demande, de la possession ou de la représentation de la fraction du capital exigée par l'article R. 225-71 du Code de commerce. Les demandes doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte. L'examen du point ou de la résolution est subordonné à la transmission, par les auteurs de la demande, d'une nouvelle attestation justifiant de l'inscription des titres dans les mêmes comptes au deuxième jour précédant l'assemblée.

Chaque actionnaire a par ailleurs la faculté d'adresser au Conseil d'administration les questions écrites de son choix. Le Conseil d'administration y répond au cours de l'assemblée ou, conformément à l'article L. 225-108 du Code de commerce, la réponse est réputée donnée dès lors qu'elle figure sur le site Internet de la Société.

Les questions écrites doivent être envoyées à la Société par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécommunication électronique au plus tard le quatrième jour ouvré précédant la date de l'Assemblée générale. Conformément à l'article R. 225-84 du Code de commerce, pour être prises en compte, ces questions doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte.

7.2.8.4 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-126 du Code de commerce, toute personne qui détient, seule ou de concert, au titre d'une ou plusieurs opérations de cession temporaire ou de toute opération lui donnant le droit ou lui faisant obligation de revendre ou de restituer ces actions au cédant, un nombre d'actions représentant plus de 0,5 % des droits de vote d'une société cotée, doit informer la Société et l'Autorité des marchés financiers, au plus tard le deuxième jour ouvré précédant l'Assemblée générale à zéro heure, heure de Paris, et lorsque le contrat organisant cette opération demeure en vigueur à cette date, du nombre total d'actions qu'elle possède à titre temporaire. Cette déclaration comporte, outre le nombre d'actions acquises, l'identité du cédant, la date et l'échéance du contrat relatif à l'opération et, s'il y a lieu, la convention de vote.

À défaut d'information de la Société et de l'Autorité des marchés financiers, les actions ainsi acquises sont automatiquement privées de droit de vote pour l'Assemblée d'actionnaires concernée et pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la revente ou la restitution desdites actions.

En outre, le représentant de la Société, un actionnaire ou l'Autorité des marchés financiers peut demander au Tribunal de commerce de prononcer la suspension totale ou partielle, pour une durée maximum de cinq ans, de ses droits de vote à l'encontre de tout actionnaire qui n'aurait pas procédé à cette information, peu important que l'actionnaire emprunteur ait ou non exercé les droits de vote.

7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société

En vertu de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

À l'exception de ce qui précède, aucun autre dispositif ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

7.2.10 Franchissements de seuils

En vertu des dispositions du Code de commerce, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à posséder un nombre d'actions représentant plus de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 33,3 %, 50 %, 66,6 %, 90 % ou 95 % du capital ou des droits de vote informe la Société, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de Bourse suivant le jour du franchissement du seuil de participation, du nombre total d'actions ou de droits de vote qu'elle possède (article R. 233-1 du Code de commerce). Par ailleurs, elle doit en informer l'AMF avant la clôture des négociations, au plus tard le quatrième jour de négociation suivant le franchissement du seuil de participation (article 223-14 du règlement général de l'AMF). Les franchissements de seuil déclarés à l'AMF sont rendus publics par cette dernière.

Depuis 2012, les instruments dérivés à dénouement physique ou en espèces et ayant un effet économique similaire à la possession des actions sous-jacentes sont pris en compte pour ce calcul des franchissements de seuils (article L. 233-9 I 4o *bis* du Code de commerce). Conformément au règlement général de l'AMF, les détenteurs de ces instruments financiers doivent retenir pour le calcul de leur participation dans le cadre de leurs obligations de déclaration le nombre d'actions sur lesquelles portent ce type d'accords et d'instruments financiers et préciser, lors de leurs éventuelles déclarations de franchissement de seuils, leur intention quant au dénouement de ce type d'accords et d'instruments financiers dont ils bénéficient.

Ces informations sont également transmises, dans les mêmes délais et conditions, lorsque la participation en capital ou en droits de vote devient inférieure aux seuils visés ci-dessus.

À défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions légales rappelées ci-dessus sont privées du droit de vote pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification.

En outre, les statuts de la Société disposent que toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir ou qui cesse de détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou un multiple de cette fraction, est tenu de notifier à la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de Bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède. Les statuts de la Société prévoient que s'appliquent aux déclarations de franchissement de seuils statutaires qui y sont prévues les règles de calcul et d'assimilation à la détention d'actions qui sont applicables aux seuils légaux, ainsi que les obligations d'information relatives aux instruments financiers qui ne sont pas assimilés à des actions.

L'inobservation des dispositions qui précèdent est sanctionnée par la privation des droits de vote pour les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée et ce, pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendra jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification prévue ci-dessus, si l'application de cette sanction est demandée par un ou plusieurs actionnaires détenant 1 % au moins du capital de la Société. Cette demande est consignée au procès-verbal de l'Assemblée générale.

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat

7.3.1 Montant et évolution du capital social

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	**3 103 621 086**
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	1 551 810 543 euros

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

EDF a été transformé en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal, le 20 novembre 2004 en application de la loi du 9 août 2004.

L'Assemblée générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au Conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 euros, par diminution de la valeur nominale de 5 euros à un minimum de 0,50 euro. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de 4,50 euros de la valeur nominale des actions, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,50 euro. Le capital social a ainsi été ramené à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en Bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon (désormais Crédit Agricole – CIB) a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du Conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros à la suite de l'émission de 26 695 572 actions. Le capital social a ainsi été porté le 21 janvier 2010 à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires.

Le 24 juin 2011, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 406 055 euros, divisé en 1 860 812 110 actions ordinaires, par émission d'actions nouvelles en rémunération des actions EDF Énergies Nouvelles apportées à la branche échange de l'offre publique alternative d'achat ou d'échange simplifiée portant sur les actions d'EDF Énergies Nouvelles initiée par EDF (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »). Puis, le 28 septembre 2011, le capital a été réduit pour être ramené à la somme de 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires, par annulation des actions achetées dans le cadre du programme de rachat d'actions propres en vue de leur annulation afin de compenser la dilution induite par l'offre précitée.

Le 29 juillet 2013, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 30 mai 2013 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour une quote-part du solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

La mise en paiement le 18 décembre 2015 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 30 065 279,50 euros à la suite de l'émission de 60 130 559 actions. Le capital social a ainsi été porté de 930 004 234 euros à 960 069 513,50 euros, divisé en 1 920 139 027 actions ordinaires.

Le 31 octobre 2016, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 054 568 341,50 euros, divisé en 2 109 136 683 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 12 mai 2016 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La mise en paiement le 31 octobre 2016 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 47 942 646 euros à la suite de l'émission de 95 885 292 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 006 625 695,50 euros à 1 054 568 341,50 euros, divisé en 2 109 136 683 actions ordinaires.

Lors de sa réunion du 3 mars 2017, le Conseil d'administration, faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 26 juillet 2016 dans sa deuxième résolution, a décidé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription. Le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 370 938 843,50 euros, divisé en 2 741 877 687 actions ordinaires. Le montant final brut de l'augmentation de capital prime d'émission incluse s'est élevé à 4 017 905 375,40 euros et s'est traduit par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles, elle a été lancée le 6 mars 2017 et a été définitivement réalisée le 30 mars 2017.

Le 12 juillet 2017, le capital a été augmenté pour être porté à la somme 1 443 677 137 euros, divisé 2 887 354 274 en actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 18 mai 2017 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La mise en paiement le 14 décembre 2017 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 398 440 228,20 euros à la suite de l'émission de 40 084 530 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 443 677 137 euros à 1 463 719 402 euros, divisé en 2 927 438 804 actions ordinaires.

Le 29 juin 2018, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 505 133 838 euros, divisé en 3 010 267 676 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 15 mai 2018 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Lors de sa réunion du 19 novembre 2019, le Conseil d'administration a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 de 0,15 euro par action et a décidé, dans les conditions fixées par la quatrième résolution de l'Assemblée générale mixte du 16 mai 2019, l'option du paiement de cet acompte en actions nouvelles de la Société.

La mise en paiement le 17 décembre 2019 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation de capital social de 429 635 913,60 euros à la suite de l'émission de 52 651 460 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 525 484 813,00 euros à 1 551 810 543 euros, divisé en 3 103 621 086 actions ordinaires.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement, au capital social d'EDF.

7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions

Un programme de rachat d'actions de la Société initialement autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois. Ce programme a été reconduit pour 18 mois par les Assemblées générales qui se sont successivement tenues depuis 2006 et a notamment été approuvé par l'Assemblée générale du 15 mai 2018.

7.3.2.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document d'enregistrement universel (programme autorisé par l'Assemblée générale du 16 mai 2019)

L'Assemblée générale du 16 mai 2019, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, a autorisé par sa dix-huitième résolution la mise en œuvre par le Conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société.

Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation d'acheter des actions de la Société donnée par la septième résolution de l'Assemblée générale du 15 mai 2018.

Les objectifs du programme de rachat sont : l'annulation d'actions ; l'attribution ou la cession d'actions à des salariés ou anciens salariés de la Société, dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi, notamment au titre de la participation aux résultats de l'entreprise, ou par voie d'attribution gratuite ou d'offres réservées aux salariés ; la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière ; l'animation du marché du titre au travers d'un contrat de liquidités conforme à la pratique de marché admise instaurée par l'Autorité des marchés financiers ; la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et la réalisation de toutes opérations de couvertures à raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales ; la conservation et la remise ultérieure d'actions dans le cadre d'opérations de croissance externe, d'apport, de fusion ou de scission ; plus généralement, la réalisation de toute opération admise ou qui viendrait à être autorisée par la réglementation en vigueur, ou qui s'inscrirait dans le cadre d'une pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers.

La part maximale du capital susceptible d'être rachetée dans le cadre de ce programme est de 10 % du nombre total des actions composant le capital social (ou 5 % s'il s'agit d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'opérations de croissance externe), étant précisé que lorsque les actions sont rachetées aux fins d'animation du marché du titre dans le cadre d'un contrat de liquidité, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

La Société ne pourra en aucun cas détenir, directement ou indirectement, plus de 10 % de son capital.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil appréciera. L'autorisation peut être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

L'Assemblée générale a fixé à 30 euros le prix maximum d'achat par action [(1)] et à 2 milliards d'euros le montant maximal des fonds destinés à la réalisation du programme, et a donné au Conseil d'administration tous pouvoirs, avec faculté de délégation, en vue de mettre en œuvre cette autorisation.

L'autorisation a été conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale du 16 mai 2019, elle prendra donc fin le 16 novembre 2020 sauf adoption par l'Assemblée générale du 7 mai 2020 du nouveau programme présenté au paragraphe 7.3.2.3 « Descriptif du nouveau programme de rachat d'actions proposé au vote de l'Assemblée générale mixte du 7 mai 2020 » ci-dessous.

7.3.2.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2019

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2019	**4 882 938,00**
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2019	0,1573 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2019 [(1)] *(en euros)*	63 890 493,70
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2019 [(2)] *(en euros)*	48 477 808,46
Nombre d'actions annulées au cours des derniers 24 mois	0

(1) *Évaluée au cours d'achat.*
(2) *Sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2019, soit 9,9280 euros.*

Contrat de liquidité

Suite aux évolutions de la réglementation relative aux contrats de liquidité et en conformité avec la décision AMF n° 2018-01 du 2 juillet 2018, un nouveau contrat de liquidité a été conclu avec la société Oddo BHF et au 28 mars 2019, les moyens figurant au compte de liquidité étaient de 10 120 161 euros et 738 882 titres.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2019

Au cours de l'exercice 2019, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 8 364 873 de ses propres actions et cédé 10 856 867 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 11,8013 euros et le cours moyen de vente a été de 7,7702 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2019

Au 31 décembre 2019, la Société détenait un total de 4 882 938 de ses propres actions, se décomposant en 1 185 431 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,0382 % de son capital social), et un solde de 3 697 507 actions (représentant 0,1191 % de son capital social), affectée à un objectif d'annulation par réduction du capital.

Le 19 décembre 2019, le Président-Directeur Général agissant sur délégation du Conseil d'administration, a décidé réaffecter 3 646 913 actions EDF initialement affectées au contrat de liquidité ainsi que 50 594 actions affectées à une offre réservée aux salariés de 2007 devenue sans objet soit un total de 3 697 507 actions à l'objectif de réduction de capital par annulation desdites actions.

À cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

(1) Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

Opérations postérieures à la clôture

Entre le 1er janvier 2020 et le 28 février 2020, la Société a acquis 1 165 271 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 11,6703 euros, et cédé 1 527 180 actions pour une valeur unitaire moyenne de 11,5366 euros.

7.3.2.3 Descriptif du nouveau programme de rachat d'actions proposé au vote de l'Assemblée générale mixte du 7 mai 2020

En application des articles 241-2 et suivants du règlement général de l'AMF et L. 451-3 du Code monétaire et financier, et conformément à la réglementation européenne, la Société présente ci-après le descriptif du programme de rachat qui sera soumis à l'approbation de l'Assemblée générale ordinaire et extraordinaire du 7 mai 2020.

Objectifs du nouveau programme de rachat d'actions

Dans le cadre du programme de rachat d'actions, les achats seront effectués en vue de :

- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière et la réalisation de toutes opérations de couvertures) raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales liées à ces valeurs mobilières ;
- l'attribution ou la cession d'actions à des salariés ou anciens salariés de la Société, dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi, notamment au titre de la participation aux résultats de l'entreprise, ou par voie d'attribution gratuite ou de toute offre réservée aux salariés ;
- l'animation du marché du titre au travers d'un contrat de liquidités ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et la réalisation de toutes opérations de couvertures à raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales ;
- l'annulation d'actions, sous réserve de l'adoption par l'assemblée générale du 16 mai 2019 de la 19e résolution à titre extraordinaire qui lui sera soumise ;
- la conservation et la remise ultérieure d'actions dans le cadre d'opérations de croissance externe, d'apport, de fusion ou de scission ;
- plus généralement, la réalisation de toute opération admise ou qui viendrait à être autorisée par la réglementation en vigueur, ou qui s'inscrirait dans le cadre d'une pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers ;
- la réduction du capital par annulation d'actions.

Durée du programme de rachat d'actions

Le programme de rachat pourra être mis en œuvre pendant une période de 18 mois, à compter de la date de l'assemblée générale du 7 mai 2020.

Part maximale du capital, nombre maximal et caractéristiques des titres que la Société se propose d'acquérir et prix maximum d'achat

La part maximale du capital susceptible d'être rachetée dans le cadre de ce programme est de 10 % du nombre total des actions composant le capital social (ou 5 % s'il s'agit d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'opérations de croissance externe), étant précisé que lorsque les actions sont rachetées aux fins d'animation du marché du titre dans le cadre d'un contrat de liquidité, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

La Société ne pourra en aucun cas détenir, directement ou indirectement, plus de 10 % de son capital.

Le prix maximum d'achat des actions dans le cadre de la présente résolution sera de 20 euros par action et le montant global des fonds pouvant être affectés à la réalisation de ce programme de rachat ne pourra excéder 2 milliards d'euros.

7.3.3 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter ou réduire le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, accordées par les Assemblées générales mixtes des 15 mai 2018 et 16 mai 2019 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2019 :

ÉTAT DES AUTORISATIONS ADOPTÉES PAR LES ASSEMBLÉES GÉNÉRALES MIXTES DU 15 MAI 2018 ET DU 16 MAI 2019

Titres concernés / type d'émission	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*	Utilisation des autorisations *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2020	365 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital, par voie d'offre au public, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2020	290 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé (2) avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2020	290 (1) et 20 % du capital social par an	néant
Autorisation du Conseil, en cas d'augmentation de capital, par voie de placements privés, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires, de fixer librement le prix d'émission	26 mois 15 juillet 2020	10 % du capital par période de 12 mois	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2020	15 % du montant de l'émission initiale (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 15 juillet 2020	1 000	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 15 juillet 2020	145 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature (3)	26 mois 15 juillet 2020	10 % du capital de la Société dans la limite de 95 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne Émissions réservées au personnel	26 mois 15 juillet 2020	15	néant
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 15 novembre 2019	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	18 mois 16 novembre 2020	10 % du capital par période de 24 mois	néant

(1) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 365 millions d'euros prévu par la 13e résolution soumise à l'Assemblée générale du 15 mai 2018 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(2) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(3) Article L. 225-147 du Code de commerce.

ÉTAT DES AUTORISATIONS PROPOSÉES À L'ADOPTION PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 7 MAI 2020

Titres concernés / type d'émission	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*	Utilisation des autorisations *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 7 juillet 2022	365 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital, par voie d'offre au public, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 7 juillet 2022	290 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé (2) avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 7 juillet 2022	290 (1) et 20 % du capital social par an	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 7 juillet 2022	15 % du montant de l'émission initiale (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 7 juillet 2022	1 000	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 7 juillet 2022	145 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature (3)	26 mois 7 juillet 2022	10 % du capital de la Société dans la limite de 95 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne Émissions réservées au personnel	26 mois 7 juillet 2022	15	néant
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 7 novembre 2022	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	18 mois 7 novembre 2022	10 % du capital par période de 24 mois	néant

(1) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 365 millions d'euros prévu par la 13e résolution soumise à l'Assemblée générale du 7 mai 20 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(2) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(3) Article L. 225-147 du Code de commerce.

7.3.4 Autres titres donnant accès au capital

À la date du présent document d'enregistrement universel, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement au capital social d'EDF.

7.3.5 Titres non représentatifs du capital

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date.

Le 6 octobre 2016, EDF a levé avec succès 2,655 milliards de dollars US sur 2 obligations senior auprès d'une vingtaine d'investisseurs sur le marché taïwanais (« obligations Formosa ») :

- obligation de 491 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,65 % ;
- obligation de 2,164 milliards de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 4,99 %.

Le 6 octobre 2016, EDF a également lancé avec succès une émission obligataire senior multi-devises d'environ 3 milliards d'euros sur 4 tranches :

- obligation verte (*Green Bond*) de 1,75 milliard d'euros, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1 % ;
- obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,875 % ;
- obligation de 400 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 0,3 % ;
- obligation de 150 millions de francs suisses, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 0,65 %.

Avec ce troisième *Green Bond*, d'un montant de 1,75 milliard d'euros soit la plus importante tranche *green* en euros à ce jour, EDF a déjà émis l'équivalent de plus de 4 milliards d'euros de *Green Bonds* en 3 ans pour accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

Le 20 janvier 2017, EDF a levé avec succès 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros[1], à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;
- obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %, qui représente la maturité la plus longue jamais émise sur le marché Samouraï.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samouraï Green et continue ainsi de participer activement au développement des *Green Bonds* comme outils de financement de la transition énergétique.

Le 19 septembre 2018, EDF a levé avec succès 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). Il a également lancé une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes pour un montant de 1,25 milliard d'euros. Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachats.

Le 26 novembre 2019, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon de 3,00 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société en décembre 2027. La Société a également lancé des offres contractuelles de rachat visant les titres suivants :

- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 22 janvier 2022, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 661,8 millions d'euros, et qui sont admises à la négociation sur Euronext Paris ;
- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 3 000 millions de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 29 janvier 2023, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 3 000 millions de dollars US, et qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg.

Le 28 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars US à 50 ans dans le cadre de son programme EMTN avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %.

Par ailleurs, dans le cadre de ce même programme, le 2 décembre 2019, EDF a levé 1,25 milliard d'euros avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Le 12 décembre 2019, EDF a annoncé le résultat définitif de son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en euro et les résultats de la participation anticipée à son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en dollars US.

Le 30 décembre 2019, EDF a annoncé le résultat définitif de son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en dollars US. La Société a également exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 sur l'ensemble des obligations subordonnées à durée indéterminée pour un montant total de 1,250 milliard d'euros dont le montant en circulation est actuellement de 338,2 millions d'euros.

7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits à la note 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au Chapitre 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités » du présent document d'enregistrement universel, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

7.3.7 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

(1) Selon le taux de change au 20 janvier 2017.

7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2019		Situation au 31/12/2018		Situation au 31/12/2017	
	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital
État [1]	2 593 960 583	83,58	2 518 498 450	83,67	2 444 361 086	83,50
Institutionnels et particuliers	463 147 431	14,92	453 361 661	15,06	444 381 189	15,18
Actionnariat salarié	41 630 134 [1]	1,34	34 679 546 [2]	1,15	35 266 513	1,20
Actions autodétenues	4 882 938	0,16	3 728 019	0,12	3 430 016	0,12
TOTAL	**3 103 621 086**	**100,00**	**3 010 267 676**	**100,00**	**2 927 438 804**	**100,00**

(1) Ce nombre comprend d'une part 37 527 237 actions (représentant 1,21 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers du FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,1 millions d'actions, représentant 0,13 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(2) Ce nombre comprend d'une part 30 453 101 actions (représentant 1,01 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers du FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,2 millions d'actions, représentant 0,14 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

Suite à la dotation par l'État de 389 349 361 actions EDF à l'EPIC Bpifrance, le 29 janvier 2018, le concert entre l'EPIC Bpifrance et l'État a franchi à la hausse les seuils légaux de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 30 %, un tiers, 50 % et deux-tiers du capital et des droits de vote de la Société. L'État et Bpifrance agissent de concert et doivent se concerter avant chaque Assemblée générale d'EDF. L'EPIC Bpifrance s'est engagé à ne pas transférer, ni remettre en garantie les actions EDF ou à autrement en disposer.

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français et Bpifrance ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiable au 31 décembre 2018, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date. Le tableau ci-après fait apparaître cette répartition au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2019 :

	Au 31/12/2019		Au 31/12/2018	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État *	2 593 960 583	83,58	2 518 498 450	83,67
Institutionnels Europe hors France	128 064 805	4,13	124 602 395	4,14
Institutionnels reste du monde	196 362 093	6,33	201 203 349	6,68
Institutionnels France	74 924 143	2,41	68 798 317	2,29
Actionnaires individuels	63 796 390	2,05	58 752 599	1,95
Actionnariat salarié	41 630 134	1,34	34 679 546	1,15
Autodétention	4 882 938	0,16	3 728 019	0,12
TOTAL	**3 103 621 086**	**100,00**	**3 010 267 676**	**100,00**

** La participation de l'État au capital social d'EDF inclut la dotation de 389 349 361 actions EDF de l'EPIC Bpifrance depuis janvier 2018.*

L'État [1] a indiqué détenir 2 593 960 583 actions et 4 648 972 308 droits de vote d'EDF au 31 décembre 2019 (soit 83,58 % du capital et 88,89 % des droits de vote d'EDF)[2].

L'État s'est engagé à opter pour un paiement en actions au titre du solde du dividende 2018 et des années 2019 et 2020.

7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société.

En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.

(1) La participation de l'Etat au capital social d'EDF inclut la dotation de 389 349 361 actions EDF de l'EPIC Bpifrance depuis janvier 2018.
(2) Ce pourcentage a été calculé à partir du nombre de droits de vote théoriques, sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions privées de droit de vote.

7.4 Marché des titres de la Société

Les actions de la Société sont admises aux négociations sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis le 21 novembre 2005, sous le code ISIN FR 0010242511, le code Reuters (EDF. PA) et le code Bloomberg (EDF : FP).

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis le 21 novembre 2005 jusqu'au 31 décembre 2019 (en base 100 au 21 novembre 2005) :



(Source : Bloomberg)

Le tableau ci-dessous décrit les cours de Bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1er janvier 2019 jusqu'au 31 janvier 2020 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		**Cours de clôture** *(en euros)*	
	(en nombre de titres)	*(en euros*)*	**Plus haut**	**Plus bas**
2020				
Janvier 2020	50 834 398	550 759 263	11,49	9,83
2019				
Décembre 2019	41 577 175	401 051 660	10,03	9,28
Novembre 2019	44 003 263	405 721 014	9,35	9,12
Octobre 2019	47 089 423	444 883 784	10,30	9,12
Septembre 2019	57 656 904	602 812 760	11,20	10,00
Août 2019	39 190 936	416 497 966	11,17	10,31
Juillet 2019	44 146 084	490 362 602	11,35	10,95
Juin 2019	52 363 054	617 466 763	12,71	10,85
Mai 2019	46 370 276	574 156 903	12,75	12,02
Avril 2019	46 714 865	580 718 595	12,85	11,92
Mars 2019	47 816 599	601 153 153	12,97	12,07
Février 2019	56 867 688	785 946 487	15,01	12,72
Janvier 2019	43 514 111	607 602 873	14,43	13,57

* Les transactions en euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour. (Source : Euronext.)

Année 2019

Au cours de l'année 2019, l'action EDF a clôturé en baisse de - 28,0 %, le CAC 40 a clôturé en hausse de + 26,4 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a clôturé en hausse de + 24,6 %.

Au 31 décembre 2019, le cours de clôture de l'action EDF était de 9,93 euros (13,80 euros au 31 décembre 2018). Son cours de clôture le plus haut au cours de l'année 2019 a été de 15,01 euros le 6 février 2019, et son cours de clôture le plus bas de 9,12 euros le 30 octobre 2019.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2019 s'élevait à 30,82 milliards d'euros (contre 41,54 milliards d'euros au 31 décembre 2018).

Année 2020

Depuis le début de l'année 2020, et jusqu'au 31 janvier 2020 inclus, l'action EDF a monté de 12,36 %, le CAC 40 a baissé de - 2,9 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a monté de + 7,9 %.

Au 31 janvier 2020, le cours de clôture de l'action EDF était de 11,15 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2020 jusqu'au 31 janvier 2020 inclus a été de 9,83 euros le 10 janvier 2020, et son cours de clôture le plus haut de 11,48 euros le 27 janvier 2020.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 janvier 2020 atteignait 34,61 milliards d'euros.

7.5 Opérations avec des apparentés

7.5.1 Opérations avec des apparentés

Les informations concernant le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2019 figurent dans les notes 26 et 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Y sont détaillées :

- les relations avec l'État ;
- les relations avec Engie ;
- les relations avec Orano et les entreprises du secteur public ;
- les principales relations intra-groupe.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit ci-dessous à la section 7.5.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés » du présent document d'enregistrement universel.

7.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019

A l'Assemblée générale des Actionnaires de la société Electricité de France S.A.,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. (la « **Société** »), nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société, des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'Assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions soumises à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions suivantes, conclues au cours de l'exercice écoulé, qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

1. Contrat de cession par l'Etat français à EDF d'actions EDF en vue de leur rétrocession aux bénéficiaires de l'offre réservée aux salariés

Personnes concernées : l'Etat français représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : dans le cadre de la mise en œuvre d'une offre réservée aux salariés éligibles du groupe EDF devant résulter de la cession de droits préférentiels de souscription par l'Etat français lors de l'augmentation du capital d'EDF réalisée en 2017, le contrat prévoyait d'une part, que le nombre d'actions EDF cédées par l'Etat français devait être égal au nombre le moins élevé entre :

a) le nombre d'actions EDF demandées par les bénéficiaires de l'offre ;

b) le nombre d'actions à offrir en vertu de l'article 31-2 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 telle que modifiée par la loi n° 2015-990 du 6 août 2015, soit 7 704 974 actions.

D'autre part, le contrat prévoyait que le prix convenu serait identique au prix de référence dans le cadre de l'offre (soit la moyenne des cours moyens de l'action EDF pondérés par les volumes échangés sur la bourse (*Volume-Weighted Average Price*) au cours des vingt séances de bourse précédant la décision fixant les dates de la période de révocation dans le cadre de l'offre.

Votre Conseil d'administration réuni le 4 avril 2019 a préalablement autorisé la conclusion de ce contrat signé le 24 juin 2019, considérant qu'il était dans l'intérêt d'EDF de pouvoir maîtriser le processus d'attribution des actions EDF aux bénéficiaires de l'offre et de n'être exposé à aucun risque de volume, ni de cours, compte tenu des termes du contrat de cession.

Le 10 juillet 2019, EDF a acheté 7 704 974 actions EDF auprès de l'Etat français au prix unitaire de 12,26 euros par action, soit le nombre maximum d'actions, pour les rétrocéder immédiatement aux bénéficiaires de l'offre.

2. Mise en œuvre du contrat de cession entre EDF, AREVA SA et AREVA NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital de NEW NP (désormais dénommée Framatome)

Personnes concernées : l'Etat français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et d'AREVA SA et Monsieur Maurice Gourdault-Montagne (jusqu'au 28 juin 2019) administrateur d'EDF et d'AREVA SA.

Nature, objet et modalités : faisant suite au protocole d'accord signé le 28 juillet 2016, votre Conseil d'administration réuni le 15 novembre 2016 avait préalablement autorisé le contrat signé le même jour, fixant les termes de la cession d'une participation conférant à EDF SA le contrôle exclusif d'une entité (« NEW NP » devenue « Framatome »), détenue à 100 % par AREVA NP, filiale d'AREVA SA regroupant les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages de combustibles nucléaires et de services à la base installée du Groupe.

Le contrat d'acquisition final portant sur 75,5 % du capital de Framatome, a été autorisé par votre Conseil d'administration du 14 décembre 2017 et signé le 22 décembre 2017 ; l'acquisition a été réalisée le 31 décembre 2017, pour un montant de 1.868 millions d'euros hors frais d'acquisition.

Au cours de l'exercice 2019, ont été conclues les deux conventions suivantes dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions prévues au contrat d'acquisition au titre des ajustements et/ou de compléments de prix :

a. Protocole transactionnel de mise en œuvre du contrat de cession signé le 4 avril 2019

Nature, objet et modalités : le protocole transactionnel de mise en œuvre du contrat de cession du 4 avril 2019 a eu pour objectif de régler certaines divergences entre EDF, AREVA SA et AREVA NP, relatives à l'application du contrat de cession d'actions conclu en 2017, notamment les parties relatives au complément de prix et à certaines clauses d'ajustement de prix. EDF et FRAMATOME ont notamment formalisé certaines concessions réciproques et limitées sur les modalités de calcul de l'Ajustement de prix lié à la position du besoin en fonds de roulement et sur une majoration des provisions pour opérations de fin de cycle. Les parties ont également convenu d'un paiement partiel de la trésorerie nette livrée à la date de réalisation de l'opération, compte tenu de divergences persistantes sur certains points – en particulier, les conséquences sur le prix définitif du niveau des dépenses d'investissement sur la période 2015 à 2017. Ce dernier point fera l'objet d'une procédure d'arbitrage à venir.

Le remboursement à la charge d'EDF (différence entre la trésorerie nette et l'ajustement de prix à la baisse non contesté dans le cadre du protocole transactionnel, multipliée par le pourcentage acquis) a été arrêté à un montant partiel de 48,3 millions d'euros. Le complément de prix fiscal a lui été arrêté à un montant de 95 millions d'euros, soit 71,7 millions d'euros à la charge d'EDF.

Votre Conseil d'administration qui s'est réuni le 4 avril 2019, a autorisé la conclusion du protocole transactionnel, considérant qu'il était dans l'intérêt d'EDF de faciliter la détermination du prix final de cession des actions Framatome.

b. Lettre-avenant au contrat de cession d'actions signée le 16 mai 2019

Nature, objet et modalités : la lettre-avenant du 16 mai 2019 a modifié certains éléments de la procédure de détermination du complément de prix conditionnel lié à l'EBITDA, telles qu'elle était initialement prévue par le contrat de cession d'actions de Framatome du 22 décembre 2017. En application des nouvelles dispositions, un complément de prix à hauteur de 90 millions d'euros, soit 67,9 millions d'euros à la charge d'EDF, a été notifié à AREVA SA et AREVA NP le 1er juillet 2019.

Votre Conseil d'administration réuni le 15 mai 2019 a autorisé la conclusion de la lettre-avenant, considérant qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure ladite lettre-avenant, afin de permettre la détermination du complément de prix conditionnel lié à l'EBITDA, en l'absence de comptes consolidés de la société Framatome au titre des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018.

3. Protocole relatif à l'indemnisation par l'Etat français de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim, signé le 27 septembre 2019

Personnes concernées : l'Etat français représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : le protocole a pour objet de fixer les chefs de préjudices ainsi que les modalités de calcul de l'indemnisation à recevoir par EDF de l'Etat au titre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim.

L'indemnisation prend la forme :

- De versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale. Le total de ces versements sera compris entre 370 et 443 millions d'euros en fonction du rythme de paiement décidé par l'Etat.

- De versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

Ce protocole n'a pas eu d'effet financier sur le résultat avant impôt pour EDF au cours de l'exercice 2019.

Le Conseil d'administration réuni les 4 avril et 20 septembre 2019, a autorisé la conclusion du protocole, considérant qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure le protocole afin d'acter le droit à indemnisation d'EDF au titre du préjudice subi par la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim.

Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale

Conventions approuvés au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession par AREVA SA de la totalité de sa participation dans le capital de NEW NP (désormais dénommée Framatome)

Personnes concernées : l'Etat français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et d'AREVA SA, et Messieurs Maurice Gourdault-Montagne (jusqu'au 28 juin 2019) et François Delattre (à compter du 28 juin 2019), administrateurs d'EDF et d'AREVA SA.

En complément du contrat signé entre EDF, AREVA SA et AREVA NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital de Framatome mentionné dans la première partie du présent rapport, votre Conseil d'administration a préalablement autorisé la conclusion des contrats suivants, successivement lors de ses séances des 23 juin 2017 et 14 décembre 2017, qui ont été approuvés par l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2018 statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

a) Contrat signé par EDF relatif à l'acquisition de 19,5 % des titres Framatome par Mitsubishi Heavy Industries (MHI)

Nature, objet et modalités : le contrat final de cession a été signé le 14 décembre 2017, concomitamment à l'acquisition par EDF de 75,5 % des titres Framatome.

Il a permis à MHI d'acquérir 19,5 % de Framatome auprès d'AREVA SA et d'AREVA NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Les négociations sur la fixation des compléments de prix ont été menées par EDF pour le compte de MHI, au cours de l'exercice 2019. Celles-ci ont conduit aux signatures par EDF du protocole de mise en œuvre du contrat de cession, le 4 avril 2019, et de la lettre-avenant, le 16 mai 2019, mentionnés dans la première partie du présent rapport.

Les négociations sont par ailleurs toujours en cours entre les parties sur l'évaluation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP et exercés par EDF et MHI.

b) Contrat signé par EDF relatif à l'acquisition de 5 % des titres Framatome par Assystem

Nature, objet et modalités : le contrat final de cession a été signé le 14 décembre 2017, concomitamment à l'acquisition par EDF de 75,5 % des titres Framatome. Il a permis à Assystem d'acquérir 5 % de Framatome auprès d'AREVA SA et d'AREVA NP, en présence d'EDF et dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Les négociations sur la fixation des compléments de prix ont été menées par EDF pour le compte d'Assystem, au cours de l'exercice 2019. Celles-ci ont conduit aux signatures par EDF du protocole de mise en œuvre du contrat de cession, le 4 avril 2019, et de la lettre-avenant, le 16 mai 2019, mentionnés dans la première partie du présent rapport.

Les négociations sont par ailleurs toujours en cours entre les parties sur l'évaluation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP et exercés par EDF et Assystem.

Conventions autorisées au cours des exercices antérieurs et non approuvées par l'assemblée générale

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes qui figuraient dans nos rapports spéciaux sur les conventions et engagements réglementés relatifs aux exercices 2016, 2017 et 2018 et qui n'ont pas été approuvées par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Pacte d'actionnaires entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, concernant la société Coentreprise de Transport d'Electricité – CTE, maison-mère de RTE

Personne concernée : l'Etat français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF SA, et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités : l'accord, signé le 14 décembre 2016 et mis en œuvre le 31 mars 2017 entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, a permis l'acquisition par ces dernières d'une participation indirecte de 49,9 % dans le capital de RTE, par l'intermédiaire de la société CTE, ainsi que la mise en place des modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE, notamment par la conclusion d'un pacte d'actionnaires.

Ce pacte d'actionnaires a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2019.

2. Convention conclue entre l'Etat français, EDF, la Caisse des Dépôts, CNP Assurances et la société CTE relative à la gouvernance de CTE et de RTE

Personne concernée : l'Etat français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF, partie prenante à l'accord et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet et modalités : cette convention conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, CTE et l'Etat français, a notamment pour objet de formaliser l'engagement de l'Etat de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Paris La Défense, le 12 mars 2020,

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.	Deloitte & Associés
Jay Nirsimloo Michel Piette	Damien Leurent Christophe Patrier

7.5.3 Procédure sur les conventions courantes

Le Conseil d'administration du 13 février 2020 a approuvé une procédure interne s'inscrivant dans la recommandation AMF[(1)]et visant notamment à mettre en place conformément à l'article L 225-39 du Code de commerce une procédure permettant d'évaluer régulièrement les conventions dites libres (c'est-à-dire les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales)

Compte tenu du nombre de conventions courantes et conclues à des conditions normales susceptibles d'être conclues par EDF, la procédure :

- établit une liste de conventions courantes « par nature », non soumises à évaluation ; cette catégorie inclut les conventions conclues de manière habituelle dans le cadre de l'activité d'EDF et une liste de conventions intra-groupe ;

- définit celles des conventions courantes et conclues à des conditions normales devant faire l'objet de l'évaluation annuelle du Conseil ; cette catégorie inclut les conventions jugées suffisamment significatives pour au moins une des parties au contrat ; elle comprend notamment les conventions ayant fait l'objet d'une décision du Comité des engagements du Comité exécutif du Groupe (CECEG), les conventions comprenant des engagements significatifs pour EDF SA et les conventions conclues avec l'Etat ou une entreprise publique.

L'évaluation annuelle par le Conseil d'administration aura lieu lors du Conseil d'arrêté des comptes annuels, concomitamment à l'examen des conventions réglementées conclues au cours de l'exercice écoulé ou des conventions conclues et autorisées au cours d'exercices antérieurs et dont l'exécution s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

(1) AMF n° 2012-05 du 2 juillet 2012 - modifiée le 5 octobre 2018

7.6 Contrats importants

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans les rapports spéciaux des Commissaires aux comptes reproduits à la section 7.5.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés » du présent document d'enregistrement universel, à la section 7.5.5 du document de référence 2018 et à la section 7.5.4 du document de référence 2017.

À l'exception de contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 et 5 du présent document d'enregistrement universel ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019, dans les chapitres 1 et 5 des documents de référence 2017 et 2018 ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et 2018, et notamment les contrats présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux années précédant la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, du document de référence 2018 et du document de référence 2017, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires.

7.6.1 Contrats importants conclus en 2019

Les contrats importants conclus en 2019, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- en Suisse, EDF a cédé sa participation de 25,04 % dans l'énergéticien suisse Alpiq (mai 2019) ;
- en France, signature d'un protocole d'indemnisation par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim (septembre 2019) ;
- en Italie, Edison a signé un protocole engageant pour céder à Energean Oil and Gas ses actifs d'exploitation et de production de gaz (juillet 2019).

7.6.2 Contrats importants conclus en 2018

Les contrats importants conclus en 2018, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat de cession de la participation au capital de Dunkerque LNG (30 octobre 2018) ;
- contrat de cession d'une participation minoritaire de 49 % dans 24 fermes éoliennes situées au Royaume-Uni et représentant 550 MW à Dalmore Capital Limited et Pensions Infrastructure Platform (juin 2018) ;
- contrat d'acquisition d'un projet écossais de parc éolien en mer dénommé « Neart na Gaoithe » d'une puissance de 450 MW (mai 2018).

7.6.3 Contrats importants conclus en 2017

Les contrats importants conclus en 2017, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- EDF a signé un accord avec PGE pour la cession des actifs d'EDF Polska le 19 mai 2017 ;
- EDF a signé le 31 mars 2017 un accord cédant une participation indirecte de 49,9 % du capital de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances ;
- conformément au protocole d'accord non engageant signé entre EDF et AREVA le 30 juillet 2015 et actualisé le 28 juillet 2016, EDF a réalisé le 31 décembre 2017 l'acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de New NP, entité issue du groupe AREVA et regroupant les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée, autorisée par le Conseil d'administration du 14 décembre 2017.



8.

Informations complémentaires

SOMMAIRE

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation 484

8.1.1 Responsable du document d'enregistrement universel 484

8.1.2 Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2019 contenant le rapport financier annuel 484

8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes 484

Deloitte & Associés 484

KPMG SA 484

8.3 Documents accessibles au public – LEI et Calendrier de communication financière 485

8.4 Annexes – politique de rémunération 485

8.4.1 Processus de détermination de la politique de rémunération des mandataires sociaux 485

8.4.2 Politique de rémunération applicable au Président-Directeur Général 486

8.4.3 Politique de rémunération applicable aux administrateurs 487

8.5 Tables de concordance 490

8.5.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 2019/980 490

8.5.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 493

8.5.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise 495

8.5.4 Table de concordance avec la déclaration de performance extra-financière 496

8.5.5 Table de concordance avec le rapport financier annuel 497

Glossaire 498

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation

8.1.1 Responsable du document d'enregistrement universel

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2019 contenant le rapport financier annuel

J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion inclus dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation et qu'il décrit les principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

Jean-Bernard Lévy,

Président-Directeur Général d'EDF

8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

6, Place de la Pyramide, 92908 Paris – la Défense Cedex, représenté par Damien Leurent et Christophe Patrier.

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris – La Défense Cedex, représenté par Jay Nirsimloo et Michel Piette.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été initialement nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Leurs mandats ont été renouvelés par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 jusqu'à l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016 puis de nouveau par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Les Commissaires aux comptes ci-avant désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document d'enregistrement universel.

8.3 Documents accessibles au public – LEI et Calendrier de communication financière

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur la Société déposés auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante :

https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires

et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

Le numéro LEI d'EDF est le 549300X3UK4GG3FNMO06.

L'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible à l'adresse suivante :

https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/informations-reglementees

Enfin, les documents et informations prévus à l'article R. 225-73-1 du Code de commerce peuvent être consultés sur le site de la Société dans l'espace dédié aux Assemblées générales.

Résultats annuels 2019	**14 février 2020**
Chiffre d'affaires 1er trimestre 2020	14 mai 2020
Assemblée générale annuelle des actionnaires	7 mai 2020
Résultats semestriels 2020	30 juillet 2020

La Société a mis en place une période d'embargo de 15 jours calendaires avant l'annonce des résultats annuels et semestriels et avant l'annonce des résultats trimestriels *(quiet period)* pendant laquelle aucune information nouvelle sur la marche des affaires et les résultats d'EDF ne doit être délivrée aux analystes financiers et aux investisseurs, afin de ne pas courir le risque de communiquer des informations financières parcellaires pouvant conduire leurs destinataires à anticiper les résultats d'EDF avant leur publication.

En application de l'article 19 du Règlement (UE) no 2017/1129 du Parlement Européen et du Conseil du 14 juin 2017, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document :

- les principales rubriques prévues par les Annexes 1 et 2 du Règlement délégué (UE) 2019/980 du 14 mars 2019 ayant complété les dispositions du règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017 ;
- les informations qui constituent le rapport financier annuel prévu par les articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222 -3 du Règlement général de l'AMF ;
- les informations qui constituent le rapport de gestion du Conseil d'Administration prévu par le Code de commerce ; les informations qui constituent la déclaration de performance extra-financière (DPEF) prévue par le Code de commerce ;
- le Document de Référence 2018 du groupe EDF déposé auprès de l'AMF le 15 mars 2019 sous le numéro D-19-157 (le Document de Référence 2018) https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/informations-reglementees/document-de-reference/edf-ddr-2018-fr.pdf ;
- le Document de Référence 2017 du groupe EDF déposé auprès de l'AMF le 15 mars 2018 sous le numéro D18-0133 (le Document de Référence 2017) https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/informations-reglementees/document-de-reference/edf-ddr-2017-fr.pdf ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2018 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages [314 à 429]) et 6.2 (pages [430 à 432]) du document de référence 2018 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages [296 à 408]) et 6.2 (pages [409 à 412]) du document de référence 2017 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, figurant au chapitre 5 (pages [262 à 301]) du document de référence 2018 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, figurant au chapitre 5 (pages [260 à 293]) du document de référence 2017 du groupe EDF.

8.4 Annexes – politique de rémunération

Politique de rémunération des mandataires sociaux (article L.225-37-2 du Code de commerce)

8.4.1 Processus de détermination de la politique de rémunération des mandataires sociaux

En application de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, la politique de rémunération des mandataires sociaux est établie par le Conseil d'administration.

Conformément aux dispositions du règlement intérieur du Conseil d'administration, les décisions du Conseil font l'objet d'un examen préalable par le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance qui donne un avis au Conseil sur la politique de rémunération des mandataires sociaux et la fixation de ces rémunérations. Après délibération du Conseil, le président du Comité saisit le ministre en charge de l'économie pour approbation, après consultation des ministres intéressés, en application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953.

S'agissant de la rémunération du Président-Directeur Général, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance élabore ses propositions, avant décision du Conseil en application des articles L. 225-47 et L. 225-53 du Code de commerce, dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, qui a modifié le décret du 9 août 1953. En application de ces textes, la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros.

Le Comité donne par ailleurs son avis au Conseil sur les règles et modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale des actionnaires, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité en application de l'article L.225-45 du Code de commerce.

8.4.2 Politique de rémunération applicable au Président-Directeur Général

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 7 février 2020, le Conseil d'administration réuni le 13 février 2020 a approuvé la politique de rémunération décrite ci-après concernant le Président-Directeur Général :

Eléments de la rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2019	Montants attribués au titre de l'exercice 2019	Observation
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2019. Cette rémunération fixe annuelle, qui correspond au plafond prévu par le décret du 9 août 1953, demeure inchangée depuis la nomination de M. Lévy en qualité de Président-Directeur Général d'EDF en 2014. Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 13 février 2020 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2020.
Rémunération variable	néant	néant	
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	
Possibilité de report ou de restitution de la rémunération variable	n.a.	n.a.	
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	
Options d'actions, actions de performance ou tout autre avantage de long terme	néant	néant	La Société n'a pas mis en place de plan d'options d'actions, d'actions de performance ou d'autres avantages de long terme.
Rémunération à raison du mandat d'administrateur	n.a.	n.a.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur (voir section 8.4.3 « Politique de rémunération applicable aux administrateurs »).
Avantages de toute nature	3 660 €	3 660 €	Cet avantage correspond à la mise à disposition d'un véhicule de fonction. Sur proposition du Comité, le Conseil d'administration réuni le 13 février 2020 a décidé de maintenir cet avantage en nature du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2020.
Indemnité de prise de fonction	néant	néant	
Indemnité de départ ou liée à la cessation des fonctions	néant	néant	
Clause de non concurrence	néant	néant	
Retraite supplémentaire	néant	néant	
Rémunérations versées ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	néant	néant	

***n.a.**: non applicable*

Ratios d'équité[1] et évolution des rémunérations 2015-2019

Conformément à l'article L.225-37-3 du Code de commerce, le tableau ci-dessous présente l'évolution sur 5 ans du ratio entre le niveau de la rémunération du Président-Directeur Général et la rémunération moyenne sur une base équivalent temps plein des salariés d'EDF autres que les mandataires sociaux, et du ratio entre le niveau de la rémunération du Président-Directeur Général et la rémunération médiane sur une base équivalent temps plein des salariés d'EDF autres que les mandataires sociaux, ainsi que l'évolution organique de l'EBITDA Groupe sur la même période.

	2015	2016	2017	2018	2019
Ratio d'équité / Rémunération moyenne	7,5	7,2	7,1	7,1	6,8
Ratio d'équité / Rémunération médiane	8,3	8,0	7,9	7,7	7,4
Evolution du salaire moyen[1]	-	3,37%	1,43%	0,98%	3,66%
Evolution du salaire médian [1]	-	3,27%	2,07%	1,81%	4,16%
Evolution organique de l'EBITDA Groupe [1]	-0,30%	-4,80%	-14,80%	11,30%	8,40%

(1) Evolution constatée en année N par rapport à l'année N-1.

8.4.3 Politique de rémunération applicable aux administrateurs

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 7 février 2020, le Conseil d'administration réuni le 13 février 2020 a approuvé la politique de rémunération décrite ci-après concernant le montant et la répartition entre les administrateurs des sommes qui leur sont versées au titre de leur mandat en application de l'article L.225-45 du Code de commerce.

Enveloppe et répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat

Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les rémunérations allouées, au titre de leur mandat, aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, et ayant la qualité d'agent public de l'État sont intégralement versées au budget de l'État.

S'agissant des autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public, un arrêté du ministre chargé de l'économie et des finances du 5 janvier 2018[2] précise que la Société verse au budget de l'État 15 % des rémunérations qui leur sont allouées au titre de leur mandat, les 85 % restants étant versés à l'administrateur.

Concernant le Représentant de l'État nommé en application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération qu'il perçoit à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires une somme fixe annuelle à allouer ensuite aux administrateurs suivant les règles de répartition définies par le Conseil et présentées dans la présente politique de rémunération. Le Conseil réuni le 13 février 2020 a décidé de soumettre à l'Assemblée générale qui sera convoquée le 7 mai 2020 une enveloppe annuelle de 440 000 euros pour l'exercice 2020.

Les modalités de répartition de cette enveloppe annuelle, applicables depuis l'exercice 2011, ont été réexaminées et confirmées par le Conseil d'administration le 13 février 2020. Le montant total de l'enveloppe se répartit entre une part fixe et une part variable, représentant chacune la moitié de l'enveloppe, réparties comme suit :

- la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés ; 50 % de la part fixe annuelle sont versés au cours de l'exercice d'attribution et les 50 % restants au début de l'exercice suivant ;

- la répartition de la part variable entre les administrateurs est déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence d'un administrateur à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité et un coefficient 2 pour la présidence d'un Comité. La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient ; la part variable au titre d'un exercice est versée en totalité au début de l'exercice suivant.

Rémunérations versées aux administrateurs en 2019

Le tableau ci-dessous fait apparaître les montants bruts des rémunérations versées au cours de l'exercice 2019 aux membres du Conseil d'administration au titre de leur mandat, en application de l'article L.225-45 du Code de commerce.

Les administrateurs élus par les salariés perçoivent par ailleurs une rémunération fixe et/ou variable au titre de leur contrat de travail avec la Société ou une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2019, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

(1) Les ratios ont été établis conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.
(2) Les dispositions de l'arrêté du 5 janvier 2018, modifiant l'arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014, sont applicables depuis le 1er février 2018. Précédemment, l'arrêté du 18 décembre 2014 prévoyait que la rémunération à percevoir par ces administrateurs était versée à hauteur de 30 % aux administrateurs concernés, les 70 % restants étant versés au budget de l'État.

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2019	Rémunération versée en 2019[1]
Bruno Crémel [2]	2 514
François Delattre [2]	138
Gilles Denoyel [2]	2514
Marie-Christine Lepetit	46 258
Jean-Bernard Lévy	n.a.
Colette Lewiner	49 806
Laurence Parisot	37 742
Claire Pedini	41 290
Philippe Petitcolin [2]	2 514
Michèle Rousseau	36 323
Martin Vial	39 161
TOTAL (EN EUROS)	258 260

n.a. : non applicable

(1) Les versements réalisés au cours d'un exercice comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice précédent ainsi que 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.
(2) Administrateurs dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2019.

Administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2019	Rémunération versée en 2019[1]
Olivier Appert	34 518
Philippe Crouzet	40 196
Maurice Gourdault-Montagne	31 926
Bruno Lafont	38 067
Bruno Léchevin	34 518
Anne Rigail [2]	2 514
TOTAL (EN EUROS)	181 739

(1) Les versements réalisés au cours de l'exercice comprennent 50 % de la part fixe et de la totalité de la part variable de l'exercice précédent ainsi que 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.
(2) Administratrice dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2019.

Rémunérations attribuées aux administrateurs au titre de l'exercice 2019

Le tableau ci-dessous fait apparaître les montants bruts des rémunérations attribuées au titre de l'exercice 2019 aux membres du Conseil d'administration au titre de leur mandat, en application de l'article L.225-45 du Code de commerce.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été attribuée aux administrateurs au cours de l'exercice 2019, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2019	Rémunération attribuée au titre de l'exercice 2019[1]
Véronique Bédague-Hamilius	761
Bruno Crémel [2]	27 141
François Delattre [2]	18 330
Gilles Denoyel [2]	27 141
Marie-Christine Lepetit	45 745
Jean-Bernard Lévy	n.a.
Colette Lewiner	51 011
Laurence Parisot	35 213
Claire Pedini	44 574
Philippe Petitcolin [2]	20 705
Michèle Rousseau	37 553
Martin Vial	39 309
TOTAL (EN EUROS)	347 483

n.a. : non applicable
(1) Totalité de la part fixe et de la part variable attribuées au titre de l'exercice 2019.
(2) Administrateurs dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2019.

Administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2019	Rémunération attribuée au titre de l'exercice 2019[1]
Olivier Appert	**12 752**
Philippe Crouzet	**14 507**
Maurice Gourdault-Montagne	**16 298**
Bruno Lafont	**18 018**
Bruno Léchevin	**15 093**
Anne Rigail [2]	**15 794**
TOTAL (EN EUROS)	**92 462**

(1) Totalité de la part fixe et de la part variable attribuées au titre de l'exercice 2019.
(2) Administratrice dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2019.

8.5 Tables de concordance

8.5.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 2019/980

La table de correspondance ci-après permet d'identifier les informations requises par les annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 conformément au schéma de l'URD :

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections du document de l'URD 2019
1. Personnes responsables, information provenant de tiers, rapport d'experts et approbation de l'autorité compétente	
1.1. Identité des personnes responsables	8.1
1.2. Déclaration des personnes responsables	8.1
1.3. Nom, adresse, qualifications et intérêts potentiels des personnes intervenant en qualité d'experts	n/a
1.4. Attestation relative aux informations provenant d'un tiers	n/a
1.5 Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente	page 3
2. Contrôleurs légaux des comptes	
2.1. Identité des contrôleurs légaux	Section 8.2
2.2. Changement éventuel	n/a
3. Facteurs de risque	**Section 2.2**
4. Information concernant l'émetteur	
4.1. Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	Section 7.1.1
4.2. Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	Sections 7.1.2 et 8.3
4.3. Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	Section 7.1.3
4.4. Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	Section 7.1.1 et 7.1.4
5. Aperçu des activités	
5.1. Principales activités	
5.1.1. Nature des opérations	Section 1.4
5.1.2. Nouveaux produits et services importants	n/a
5.2. Principaux marchés	Section 1.4
5.3. Événements importants	Section 5.1.2 et 5.1.3
5.4. Stratégie et objectifs	Sections 1.3 et 5.4
5.5. Dépendance de l'émetteur à l'égard des brevets, licences, contrats et procédés de fabrication	Section 2.3
5.6. Déclaration sur la position concurrentielle	Sections 1.4.2.1.2 et 1.4.5.1.2.3
5.7. Investissements	
5.7.1. Investissements importants réalisés	Section 1.3.3.1
5.7.2. Principaux investissements en cours ou que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes et méthodes de financement	Sections 1.3.3.2 et 5.1.3.5
5.7.3. coentreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	Section 4.5.1 et Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Note 26
5.7.4. Questions environnementales	Sections 1.7, 3.2 et 3.4.2
6. Structure organisationnelle	
6.1. Description sommaire du Groupe	Section 1.2.1 et 1.2.2
6.2. Liste des filiales importantes	Section 1.2.3
7. Examen de la situation financière et du résultat	
7.1. Situation financière	
7.1.1. Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	Sections 5 et 6 Sections 3 et 8.5.4
7.1.2. Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	Section 1.6
7.2. Résultats d'exploitation	Section 6.1
7.2.1. Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	Sections 5.1.2 et 5.1.3
7.2.2. Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	Section 6.7

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections du document de l'URD 2019
8. Trésorerie et capitaux	
8.1. Information sur les capitaux	Sections 7.2 et 7.3
8.2. Flux de trésorerie	Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Note 47
8.3. Besoins de financement et structure de financement	Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Note 41
8.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	n/a
8.5. Sources de financement attendues	n/a
9. Environnement réglementaire	
9.1. Description de l'environnement réglementaire et toute mesure ou facteur de nature administrative, économique, budgétaire, monétaire ou politique	Sections 1.5, 1.3.1 et 1.3.2
10. Informations sur les tendances	
10.1. Description des principales tendances et de tout changement significatif de performance financière du groupe depuis la fin du dernier exercice	Sections 5.2 et 6.7
10.2. Événement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	Section 5.4
11. Prévisions ou estimations du bénéfice	
11.1. Prévisions ou estimations de bénéfice publiées	Section 5.4
11.2. Déclaration énonçant les principales hypothèses de prévisions	Sections 5.1.2 et 5.1.3
11.3. Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité des méthodes comptables	Section 5.4
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	
12.1. Informations concernant les membres	
Nom, adresse professionnelle et fonction	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	Section 4.4
Expertise et expérience	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Déclaration de non-condamnation	Section 4.4.2
12.2. Conflits d'intérêts	Section 4.4.1
13. Rémunération et avantages	
13.1. Rémunération versée et avantages en nature	Sections 4.6.1 et 4.6.2
13.2. Provisions pour pensions et retraites	Section 4.6.1.1.3
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	
14.1. Date d'expiration des mandats	Section 4.2.2.1
14.2. Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur	Section 4.4.3
14.3. Informations sur les Comités d'audit et le Comité de rémunération	Section 4.2.3
14.4. Déclaration de conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	Section 4.1
14.5. Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	Section 4.2.2
15. Salariés	
15.1. Nombre de salariés	Section 3.4.4.1
15.2. Participations et stock-options	n/a
15.3. Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n/a
16. Principaux actionnaires	
16.1. Actionnaires détenant plus de 5 % du capital à la date du document d'enregistrement	Section 7.3.8
16.2. Existence de droits de vote différents	Section 7.2.4
16.3. Contrôle direct ou indirect	Section 7.3
16.4. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	Section 7.3.9
17. Transactions avec des parties liées	**Section 7.5**

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections du document de l'URD 2019
18. Informations financières concernant l'actif et le passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur	
18.1. Informations financières historiques	
18.1.1. Informations financières historiques audités pour les trois derniers exercices et le rapport d'audit	Section 6.1
18.1.2. Changement de date de référence comptable	n/a
18.1.3. Normes comptables	Section 6.1
18.1.4. Changement de référentiel comptable	n/a
18.1.5. Informations financières en normes comptables françaises	Section 6.1
18.1.6. États financiers consolidés	Section 6.1
18.1.7. Date des dernières informations financières	n/a
18.2. Informations financières intermédiaires et autres	n/a
18.2.1. Informations financières trimestrielles ou semestrielles	
18.3. Audit des informations financières annuelles historiques	
18.3.1. Audit indépendant des informations financières annuelles historiques	Section 6.2
18.3.2. Autres informations auditées	n/a
18.3.3. Sources et raisons pour lesquelles des informations n'ont pas été auditées	n/a
18.4. Informations financières *pro forma*	n/a
18.5. Politique de distribution de dividendes	
18.5.1. Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable	Section 6.5
18.5.2. Montant du dividende par action	Section 6.5.1
18.6. Procédures administratives, judiciaires et d'arbitrage	Section 2.4
18.7. Changement significatif de la situation financière	Section 6.7
19. Informations supplémentaires	
19.1. Capital social	
19.1.1. Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	Sections 7.3.1, 7.3.3 et Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Note 30
19.1.2. Informations relatives aux actions non représentatives du capital	Section 7.3.5
19.1.3. Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	Section 7.3.2
19.1.4. Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	n/a
19.1.5. Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital	Sections 7.2.4, 7.2.5 et 7.3.3
19.1.6. Informations sur le capital de tout membre du groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option et le détail de ces options	Section 7.3.6
19.1.7. Historique du capital social	Section 7.3.1
19.2. Acte constitutif et statuts	
19.2.1. Registre et objet social	Sections 7.1.2 et 7.2.1
19.2.2. Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions	Section 7.2.4
19.2.3. Disposition ayant pour effet de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	Section 7.2.9
20. Contrats importants	**Section 7.6**
21. Documents disponibles	**Section 8.3**

8.5.2 Table de concordance avec le rapport de gestion

Le présent document d'enregistrement universel inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2019 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 225-100 et suivants du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Élément requis	Texte de référence	Chapitre du document d'enregistrement universel
Situation et activité du Groupe		
Analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe	L. 225-100-1, L. 232-1, L. 233-6 et L. 233-26 du Code de commerce	Chapitre 5
Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	L. 232-1 et L. 233-26 du Code de commerce	Section 5.2
Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	L. 232-1 et L. 233-26 du Code de commerce	Sections 5.4
Indicateurs clés de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe	L. 225.100-1 du Code de commerce	Chapitre 3 et section 8.5.4
Description des principaux risques et incertitudes et indication sur l'utilisation des instruments financiers pour la Société et le Groupe	L. 225-100-1 du Code de commerce	Section 2.2 et 5.1
Prises de participations significatives au cours de l'exercice dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	L. 233-6 al. 1 du Code de commerce	Section 5.1.3 et Note 5 de l'annexe aux comptes consolidés
Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par le Groupe relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	L. 225-100-1 du Code de commerce	Section 2.2
Risques financiers liés aux effets du changement climatique et stratégie bas-carbone du Groupe	L. 225-100-1 du Code de commerce	Section 2.2.3 Section 3.2
Activités en matière de recherche et de développement	L. 232-1 et L. 233-26 du Code de commerce	Section 1.6
Gouvernement d'entreprise/mandataires sociaux Section intégrant les éléments du rapport sur le gouvernement d'entreprise		
Référence au Code de gouvernement d'entreprise	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.1
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-37-4 du Code de commerce	Sections 4.2 et 4.3
Conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2
Composition du Conseil d'administration et description de la politique de diversité appliquée aux membres du Conseil d'administration, description des objectifs, de ses modalités de mise en œuvre et des résultats obtenus	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2
Informations représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Comex et indice de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 3.3.3.1
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice à chaque mandataire social par la Société	L. 225-37-3 du Code de commerce	Section 4.6
Principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.6
Politique de rémunération	L. 225-37-3 du Code de commerce	Section 4.6 et 8.5.4 annexes
Évolution des rémunérations des dirigeants au regard de celle des salariés et aux performances de la Société sur 5 ans	L. 225-37-3 du Code de commerce	Section 4.6
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une société contrôlée au sens de l'article L. 233-3	L. 225-37-4 du Code de commerce	Sections 7.5 et 7.6 Notes 26 et 51 de l'annexe aux comptes consolidés
Limitation des pouvoirs du Président-Directeur Général	L. 225-37-4 du Code de commerce	Sections 4.2.2 et 7.2.9
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	L. 225-37-5 du Code de commerce	Sections 7.2 et 7.3

Élément requis	Texte de référence	Chapitre du document d'enregistrement universel
Modalités particulières relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 7.2.8
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée générale en matière d'augmentations de capital	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 7.3.3
Actionnariat et capital		
Structure et évolution du capital de la Société	L. 233-13 du Code de commerce	Section 7.3
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	L. 225-211 du Code de commerce	Section 7.3.2
État de la participation des salariés au capital social	L. 225-102 al. 1 du Code de commerce	Section 3.4.3.1 Section 7.3.8
Titres acquis par les salariés dans le cadre d'une opération de rachat d'entreprise par les salariés	L. 225-102 al. 2 du Code de commerce	n/a
Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	n/a
Montant des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	243 bis du Code général des impôts	Section 6.6.1
Informations environnementales, sociales et sociétales		
Déclaration de performance extra-financière	L. 225-102-1 al. 5 et 6 et R. 225-105 du Code de commerce	Chapitre 3 et section 8.5.4
Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso « seuil haut »	L. 225-102-2 du Code de commerce	Section 1.5.6.2
Plan de vigilance	Article L. 225-102-4 I alinéa 1 du Code de commerce	Section 3.6.1
Autres informations		
Informations fiscales complémentaires	223 *quater* et 223 *quinquies* du Code général des impôts	n/a
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	L. 464-2 du Code de commerce	n/a
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	L. 441-6-1 du Code de commerce	Section 6.6.3
Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des cinq derniers exercices	R. 225-102 du Code de commerce	Section 6.6.1
Liste des succursales existantes	L. 232-1 du Code de commerce	Section 6.6.4
Montant des prêts interentreprises consentis	L. 511-6 du Code monétaire et financier	n/a
Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	L. 621-18-2 du Code monétaire et financier	Section 4.5.2
Attribution et conservation des stock-options par les mandataires sociaux	L. 225-185 du Code de commerce	n/a
Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	L. 225-197-1 du Code de commerce	Section 4.6.2

8.5.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise

Le présent document d'enregistrement universel inclut tous les éléments du rapport du Conseil d'administration de la Société visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise du Conseil d'administration est constitué des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous et est inclus dans le rapport de gestion dans une section Gouvernement d'entreprise :

Gouvernement d'entreprise/mandataires sociaux Section intégrant les éléments du rapport sur le gouvernement d'entreprise	**Texte de référence**	**Sections de l'URD**
Référence au Code de gouvernement d'entreprise	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.1
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-37-4 du Code de commerce	Sections 4.2 et 4.3
Conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2
Composition du Conseil d'administration et description de la politique de diversité appliquée aux membres du Conseil d'administration, description des objectifs, de ses modalités de mise en œuvre et des résultats obtenus	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2
Informations représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Comex et indice de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 3.3.3.1
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice à chaque mandataire social par la Société	L. 225-37-3 du Code de commerce	Section 4.6
Principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.6
Politique de rémunération	L. 225-37-3 du Code de commerce	Section 4.6 et 8.5.4 annexes
Évolution des rémunérations des dirigeants au regard de celle des salariés et aux performances de la Société sur 5 ans	L. 225-37-3 du Code de commerce	Section 4.6
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une société contrôlée au sens de l'article L. 233-3	L. 225-37-4 du Code de commerce	Sections 7.5 et 7.6 - Notes 26 et 51 de l'annexe aux comptes consolidés
Limitation des pouvoirs du Président-Directeur Général	L. 225-37-4 du Code de commerce	Sections 4.2.2 et 7.2.9
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	L. 225-37-5 du Code de commerce	Sections 7.2 et 7.3
Modalités particulières relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 7.2.8

8.5.4 Table de concordance avec la déclaration de performance extra-financière

Le présent document d'enregistrement universel inclut la déclaration de performance extra-financière de l'exercice 2019 établie en application des articles L. 225-102-1 et R. 225-105 du Code de commerce.

Ainsi, dans la mesure nécessaire à la compréhension de la situation de la Société, de l'évolution de ses affaires, de ses résultats économiques et financiers et des incidences de son activité, la déclaration de performance extra-financière (DPEF) présente les informations sur la manière dont la Société et le Groupe prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités, ainsi que les effets de ces activités quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale.

La DPEF est ainsi constituée des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections de l'URD	Rubriques	Sections de l'URD
Modèles d'affaires			**Sections 1.1 et 1.4**
Facteurs de risques			**Chapitre 3 et section 2.2**
Enjeux/Risques de la performance extra-financière du Groupe		**Indicateurs clés de performance des politiques du Groupe**	
Enjeu Climat	Section 3.2.1	Émissions directes de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF *($MtCO_2$eq)* ✓	Sections 3.2.1.1.1 et 3.4.1
	Section 3.2.1	Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur *(gCO_2/kWh)*	Sections 3.2.1.1.1 et 3.4.1
Enjeu du mix énergétique	Section 1.6.2	Capacités de production électrique renouvelables nettes installées (GW)	Sections 3.2.1.2 et 3.4.1
Enjeu efficacité énergétique	Sections 1.4.6, 1.4.2 et 3.2.4	Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation *(millions)*	Sections 3.2.2.1.1 et 3.4.1
Enjeu innovation, ville durable et diversification des solutions	Sections 3.2.2.1.1	Nombre de compteurs intelligents installés *(millions)*	Sections 3.2.2.2.2 et 3.4.1
	Sections 3.2.2.2	Taux de véhicules électriques dans la flotte du parc de véhicules légers *(%)*	Sections 3.2.2.2.1 et 3.4.1
Enjeu de la biodiversité et du patrimoine environnemental	Section 3.3.2.1	Taux d'évaluation de connaissance écologique du foncier *(%)*	Sections 3.3.2.1 et 3.4.1
	Section 3.3.2.2.1.1	Intensité Eau : eau consommée/production électrique du parc *(l/kWh)*	Sections 3.3.2.2.1.1 et 3.4.1
Enjeu sûreté du parc nucléaire	Section 3.3.1.2.1	Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES	Sections 3.3.1.2.1 et 3.4.1
Enjeu gestion des déchets radioactifs et combustibles usés	Section 3.3.2.2.5	France : volume de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité Vie Longue *(m^3)* UK : volume de déchets radioactifs solides à faible activité évacués *(m^3)*	Sections 3.3.2.2.5 et 3.4.1
Enjeu précarité énergétique des clients particuliers	Section 3.3.1.1.3	Nombre d'accompagnements énergie	Sections 3.3.1.1.3 et 3.4.1
Enjeu de la concertation avec les parties prenantes	Section 3.3.1.2.5	Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur *(%)*	Sections 3.3.1.2.5 et 3.4.1
Enjeu éthique et conformité	Section 3.3.1.1.1	Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption *(%)*	Sections 3.3.1.1.1 et 3.4.1
Enjeu sous-traitance responsable	Section 3.3.16	Taux annuel d'achats à des PME en France *(%)*	Sections 3.3.1.6 et 3.4.1
Enjeu santé sécurité	Section 3.3.3.1.4	LTIR Global (Salariés et prestataires)	Sections 3.3.3.1.4 et 3.4.1
		Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)	Sections 3.3.3.1.4 et 3.4.1
Enjeu adaptation des compétences	Sections 3.3.3.1.1	Taux de salariés ayant bénéficié d'une formation dans l'année *(%)*	Sections 3.3.3.1.1 et 3.1.4
Enjeu égalité des chances	Sections 3.3.3.1.5	Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe *(%)*	Sections 3.3.3.1.5 et 3.1.4

Informations spécifiques	
Informations sociétales : informations sur la sous-traitance, les fournisseurs et la loyauté des pratiques	Section 3.3.3
Respect des droits de l'homme	Sections 3.3.1.1 et 3.3.3
Lutte contre la corruption	Section 3.3.1.1
Lutte contre l'évasion fiscale	Section 3.3.1.2
Conséquences sur le changement climatique de l'activité du Groupe et de l'usage des biens et services qu'il produit	**Sections 3.1.3, 3.2.1 et 3.3.1**
Engagements en faveur du développement durable et de l'économie circulaire	Section 3.3.3
Engagements en faveur de la lutte contre le gaspillage et la précarité alimentaire, du respect du bien-être animal et d'une alimentation responsable, équitable et durable	Section 3.3.3
Conséquences sociales : informations sur l'emploi, l'organisation du travail, les relations sociales, la formation et l'égalité de traitement	**Section 3.3.3.1**
Accords collectifs conclus au sein du Groupe et impacts sur la performance économique et sur les conditions de travail des salariés	Section 3.3.3.1
Actions visant à lutter contre les discriminations, et promouvoir les diversités	Section 3.3
Mesures prises en faveur des personnes en situation de handicap	Section 3.3

✓ *Indicateur 2019 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA.*

8.5.5 Table de concordance avec le rapport financier annuel

Le présent document d'enregistrement universel inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2019 établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document d'enregistrement universel
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Section 8.1.2
Comptes annuels d'EDF	Section 6.3
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF	Section 6.4
Comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.1
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.2
Rapport de gestion	Section 8.5.2
Honoraires des Commissaires aux comptes	Note 54 de l'annexe aux comptes consolidés

Glossaire

AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique, basée à Vienne (Autriche).
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs. Établissement public à caractère industriel et commercial créé suite à la loi du 30 décembre 1991, chargé de la gestion à long terme des déchets radioactifs.
ASN	Autorité de sûreté nucléaire. L'ASN assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés à l'utilisation du nucléaire. Elle est chargée notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est une autorité administrative indépendante de plus de 300 personnes. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR).
Assemblage combustible	Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.
CRE	Commission de régulation de l'énergie. Mise en place le 30 mars 2000, son but est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. La CRE, autorité administrative indépendante, est un organe de régulation pour l'ouverture du marché de l'énergie. Elle s'assure que tous les producteurs et clients éligibles disposent d'un accès non discriminatoire au réseau. Dans le cadre de ses prérogatives, elle surveille, autorise, règle les différends et, le cas échéant, sanctionne. Pour une description détaillée de ses compétences, voir section 1.5.2.1.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).
Cycle Combiné à Gaz	Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.
Cycle du combustible	Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes : ■ l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ; ■ le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ; ■ l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.
Déchets	Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère environ 11 grammes de déchets, toutes catégories confondues. Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en deux sous-catégories : les déchets de Très Faible Activité (TFA) et les déchets de Faible Activité (FA). Les déchets de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (MAVL et HAVL) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).

Disponibilité d'une centrale	Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale.
Effacement	Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.
ELD	Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.
Énergies renouvelables	Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.
Enrichissement	Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.
Entreposage	L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, AREVA NC (ex-Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.
EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée (*European Pressurized water Reactor*). De la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.
Fluoration (conversion)	Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF_6) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : ■ la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; ■ la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; ■ la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; ■ la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6), ainsi que le trifluorure d'azote (NF_3) depuis 2013.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.
Homme-sievert	Unité exprimant la dose équivalente collective. Un homme-sievert est la dose collective résultant de l'exposition de 1 000 hommes à 1 mSv (millisievert).
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1er avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
MW – MWh	Le mégawattheure (MWh) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en mégawatts (MW), multipliée par la durée de fonctionnement en heures. 1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts 1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure 1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts 1 TW = 1 000 GW
MWh cumac	Le « MWh cumac » est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.
Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).
Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.

Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.
Radioprotection	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée « dosimétrie collective » et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à Haute et Très Haute Tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
Services systèmes	Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services *via* le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*).
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage. Centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes qui permettent de remonter l'eau une fois turbinée et située dans le réservoir inférieur, vers le réservoir supérieur.
Stockage	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1 163 kilowattheures ou 4,186 millions de joules.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Uranium	L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) : ■ uranium 238, fertile, dans la proportion de 99,3 % ; ■ uranium 235, fissile, dans la proportion de 0,7 % ; ■ uranium 234. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
Uranium réenrichi	Pour être utilisé en réacteur, l'uranium issu du retraitement, même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.
Uranium de retraitement	L'Uranium de retraitement, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).

Conception & réalisation LABRADOR INFORMATION DESIGN +33 (0)1 53 06 30 80

Relations investisseurs
Aymeric DUCROCQ
Directeur Investisseurs et Marchés
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet
edf.fr
edf.fr/finance

EDF
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
SA au capital de 1 551 810 543 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
edf.fr

LE GROUPE EST CERTIFIÉ ISO 14001