GROUPE EDF

DOCUMENT DE REFERENCE 2005

Cette version du Document de Référence 2005 du Groupe EDF remplace la version initiale de ce document qui a été enregistrée par l'AMF le 18 mai 2006 et mise en ligne sur son site le 22 mai 2006. Cette version intègre les corrections relatives aux erreurs typographiques suivantes : page 192, le nombre d'actions de M. Foundoulis est de ''**250**'' au lieu de ''0'' ; page 222, note 2.1, le montant au 1er janvier 2004 des « réserves et résultats consolidés » en normes françaises est de ''**10 796**'' millions d'euros au lieu de ''10 746'' millions d'euros ; page 224, note 2.3, la cinquième ligne de la colonne de gauche est intitulée **''Autres produits et charges opérationnels''** ; page 265, note 13.3, le premier encadré du tableau est intitulé **''Echéances''** ; page 286, note 31.2.3, le titre de cette note est **''Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales''** ; page C-3, Louis Schweitzer est administrateur de **''Veolia Environnement''**.

Société anonyme
Au capital de 911 085 545 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

Document de Référence 2005

Le présent Document de Référence a été enregistré sous le numéro R.06-0061 par l'Autorité des marchés financiers (l' « AMF ») le 18 mai 2006, conformément à l'article 212-13 de son Règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF.

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent Document de Référence :

— les comptes consolidés du Groupe EDF relatifs aux exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003 établis selon les normes comptables françaises, ainsi que les rapports des commissaires aux comptes y afférents, figurant dans le document de base du Groupe EDF visé par l'Autorité des Marchés Financiers le 13 juillet 2005 sous le numéro I. 05-107 (le « Document de Base ») aux pages 388 à 477 ; et

— l'examen de la situation financière et du résultat du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003 figurant au chapitre V du Document de Base aux pages 299 à 308 (section 5.2.5) et 318 à 336 (sections 5.3 à 5.5).

Des exemplaires du présent Document de Référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF 22-30, avenue de Wagram — 75382 Paris Cedex 08, et sur son site Internet (http://www.edf.fr) ainsi que sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (http://www.amf-france.org).

Table des matières

CHAPITRE 1. Personnes responsables **1**
1.1. Responsable du Document de Référence 1
1.2. Attestation du responsable du Document de Référence 1

CHAPITRE 2. Contrôleurs légaux des comptes **2**
2.1. Commissaires aux comptes titulaires 2
2.2. Commissaires aux comptes suppléants 2

CHAPITRE 3. Informations financières sélectionnées **3**

CHAPITRE 4. Facteurs de risque **5**
4.1. Gestion et contrôle des risques au sein du Groupe EDF 5
4.1.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe 5
4.1.2 Gestion des risques industriels et environnementaux 7
4.1.3 Assurances 9
4.2. Facteurs de risque 11
4.2.1 Risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie 11
4.2.2 Risques liés aux activités du Groupe 12
4.2.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe 17
4.2.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe 20
4.2.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions 23
4.3. Facteur de dépendance 23

CHAPITRE 5. Informations concernant l'émetteur **25**
5.1. Histoire et évolution de la société 25
5.1.1 Dénomination sociale et siège social 25
5.1.2 Registre du commerce et des sociétés, code APE 25
5.1.3 Date de constitution et durée de la Société 25
5.1.4 Forme juridique et législation applicable 25
5.1.5 Historique 25
5.2. Investissements 26

CHAPITRE 6. Aperçu des activités **27**
6.1. Stratégie 27
6.1.1 Objectifs industriels et commerciaux en France 27
6.1.2 Objectifs industriels et commerciaux sur nos positions européennes 27
6.1.3 Développement 28
6.1.4 Politique d'investissement 28
6.2. Présentation de l'activité du Groupe EDF en France 29
6.2.1 Opérations non régulées France 29
6.2.1.1 Production d'électricité 29
6.2.1.2 Commercialisation 48
6.2.1.3 Optimisation amont/aval — Trading 54
6.2.2 Opérations régulées France 57
6.2.2.1 Transport — RTE-EDF Transport 57
6.2.2.2 Distribution 60
6.2.2.3 Systèmes énergétiques insulaires 65
6.2.2.4 Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») 66
6.3. Présentation de l'activité du Groupe EDF à l'international 67
6.3.1 Europe 67
6.3.1.1 EDF Energy 69
6.3.1.2 Allemagne — EnBW 75
6.3.1.3 Italie 83
6.3.1.4 Reste de l'Europe 93
6.3.2 Amérique Latine et Etats-Unis 99
6.3.2.1 Argentine 99

6.3.2.2 Brésil . . . 101
6.3.2.3 Mexique . . . 102
6.3.2.4 Etats-Unis d'Amérique . . . 103
6.3.3 Asie/Pacifique . . . 103
6.3.3.1 Chine . . . 103
6.3.3.2 Activité du Groupe EDF dans le reste de l'Asie du sud est . . . 105
6.3.4 Moyen Orient, Afrique . . . 105
6.3.4.1 Egypte . . . 106
6.3.4.2 Côte d'Ivoire . . . 106
6.3.4.3 Maroc . . . 106
6.3.4.4 Afrique du Sud . . . 106
6.3.4.5 Activités services . . . 106
6.4. Autres activités et fonctions transverses . . . 107
6.4.1 Autres activités . . . 107
6.4.1.1 Services énergétiques du Groupe EDF . . . 107
6.4.1.2 Direction des participations et des activités nouvelles (« DP&AN ») . . . 108
6.4.2 Activités Gaz . . . 113
6.4.3 Développement durable, environnement et service public . . . 114
6.4.3.1 La politique de développement durable du Groupe . . . 114
6.4.3.2 La politique environnementale du Groupe . . . 115
6.4.3.3 Service public . . . 116
6.5. Environnement législatif et réglementaire . . . 117
6.5.1 Législation relative aux orientations de la politique énergétique française . . . 117
6.5.2 Législation relative au marché de l'électricité . . . 117
6.5.3 Législation relative au marché du gaz . . . 122
6.5.4 Les concessions de distribution publique d'électricité . . . 123
6.5.5 Réglementations relatives aux marchés . . . 124
6.5.6 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité . . . 124

CHAPITRE 7. Organigramme . . . 131

CHAPITRE 8. Propriétés immobilières, usines et équipements . . . 134

CHAPITRE 9. Examen de la situation financière et du résultat . . . 136

9.1. Présentation des états financiers . . . 136
9.2. Effets de la loi du 9 août 2004 sur la comparabilité des exercices . . . 136
9.3. Introduction générale à l'analyse des comptes . . . 137
9.3.1 Acquisitions, cessions et évolution du périmètre de consolidation . . . 137
9.3.2 Evènements marquants de l'année 2005 . . . 138
9.3.3 Conditions climatiques . . . 141
9.3.4 Conjoncture économique . . . 141
9.3.5 Evénements récents . . . 141
9.4. Analyse comparative des comptes au 31 décembre 2005 et 31 décembre 2004 . . . 141
9.4.1 Chiffres clés de l'exercice 2005 . . . 141
9.4.2 Présentation de l'information financière . . . 143
9.4.3 Présentation par zones géographiques des résultats de l'exercice 2005 . . . 144
9.4.4 Analyse comparative détaillée des comptes au 31 décembre 2005 et au 31 décembre 2004 . . . 147
Impôt sur les résultats . . . 160
9.5. Flux de trésorerie et endettement financier net . . . 162
9.5.1 Flux de trésorerie . . . 162
9.5.2 Endettement financier net . . . 166
9.6. Gestion des risques financiers . . . 170
9.6.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité . . . 170
9.6.2 Gestion du risque de change . . . 172
9.6.3 Gestion du risque de taux d'intérêt . . . 173
9.6.4 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA . . . 174
9.7. Provisions . . . 175
9.8. Engagements hors bilan donnés du Groupe . . . 176
9.8.1 Engagements donnés liés à l'exploitation, au financement et aux investissements . . . 176
9.8.2 Engagements d'achat de matières premières, de combustible, d'énergie et de gaz . . . 177
9.8.3 Obligations contractuelles . . . 177

CHAPITRE 10. Trésorerie et capitaux **178**

CHAPITRE 11. Recherche et développement, brevets et licences **179**

11.1. Chiffres clés 179
11.2. R&D, puissance d'expertise de l'opérationnel à la préparation de l'avenir 179
11.3. Politique de propriété intellectuelle 180

CHAPITRE 12. Information sur les tendances **181**

12.1. L'amélioration de la performance : programme « Altitude » 181
12.2. Evolution des prix de marché de l'électricité en France au premier trimestre en 2006 181

CHAPITRE 13. Perspectives financières **182**

CHAPITRE 14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale **183**

14.1. Conseil d'Administration 183
14.1.1 Composition du Conseil d'administration 183
14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration 183
14.2. Direction générale 187
14.2.1 Cumul des fonctions de président du Conseil d'administration et de directeur général 187
14.2.2 Attributions du président directeur général 187
14.2.3 Comité exécutif 188
14.2.4 Conseils de l'environnement, scientifique et médical 190
14.3. Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration, de direction et de direction générale 190
14.3.1 Absence de liens familiaux entre les membres des organes d'administration, de direction et de direction générale . . 190
14.3.2 Absence de condamnation pour fraude des membres du Conseil d'administration 190
14.3.3 Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de la direction générale 190

CHAPITRE 15. Rémunération et avantages **191**

15.1. Rémunération des mandataires sociaux 191
15.2. Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages 192
15.3. Participation des mandataires sociaux dans le capital 192
15.4. Options de souscription et/ou d'achat d'actions 193
15.5. Conventions réglementées 193
15.5.1 Informations relatives aux conventions réglementées 193
15.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005 193

CHAPITRE 16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction **195**

16.1. Attributions du Conseil 195
16.1.1 Réunions du Conseil 195
16.1.2 Règlement intérieur du Conseil 195
16.1.3 Evaluation du fonctionnement du Conseil d'administration 195
16.1.4 Comités du Conseil d'administration 195
16.1.5 Démarche éthique 196
16.1.6 Charte de déontologie boursière 196
16.1.7 Contrôle interne 197
16.1.8 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur en France 197

CHAPITRE 17. Salariés/Ressources Humaines **198**

17.1. Effectifs 198
17.2. Le statut du personnel des industries électriques et gazières 200
17.3. Organisation et temps de travail 200
17.4. Compétences, formation et mobilité 200
17.5. Egalité des chances 201
17.6. Dialogue social et représentation du personnel 202
17.6.1 Dialogue social France 202
17.6.2 La représentation du personnel en France 202
17.6.3 Dialogue social et représentation du personnel Groupe 203
17.7. Santé et sécurité 203
17.8. Régime des retraites et régime complémentaire maladie 204
17.8.1 Régime Spécial de retraite 204

17.8.2 Régime complémentaire maladie des IEG . . . 205
17.9. Politique salariale . . . 205
17.9.1 Rémunération . . . 205
17.9.2 Intéressement . . . 205
17.9.3 Plan d'Epargne Groupe . . . 206
17.9.4 Participation des salariés aux résultats de l'entreprise . . . 206
17.9.5 Compte-épargne temps (CET) . . . 206
17.9.6 Actionnariat salarié . . . 206
17.9.7 Options de souscription et/ou d'achat d'actions . . . 207

CHAPITRE 18. Principaux actionnaires . . . 208

18.1. Répartition du capital et des droits de vote . . . 208
18.2. Marché des titres de la société depuis son admission aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris S.A. . . . 209
18.3. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle . . . 209

CHAPITRE 19. Opérations avec des apparentés . . . 210

19.1. Synthèse des relations d'EDF avec ses parties liées . . . 210

CHAPITRE 20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur . . . 212

20.1. Informations financières historiques . . . 212
20.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2005 . . . 309
20.3. Informations financières intermédiaires . . . 310
20.4. Honoraires des commissaires aux comptes . . . 311
20.5. Politique de distribution de dividendes . . . 312
20.5.1 Rémunération de l'Etat . . . 312
20.5.2 Politique de distribution . . . 313
20.5.3 Délai de prescription . . . 313
20.6. Procédures judiciaires et d'arbitrages . . . 313
20.7. Changement significatif de la situation financière ou commerciale . . . 316

CHAPITRE 21. Informations complementaires . . . 317

21.1. Renseignements de caractère général concernant le capital de la société . . . 317
21.1.1 Montant du capital social émis à la date d'enregistrement du présent Document de Référence . . . 317
21.1.2 Autodétention et autocontrôle . . . 317
21.1.3 Titres non représentatifs du capital . . . 319
21.1.4 Autres titres donnant accès au capital . . . 319
21.1.5 Capital autorisé mais non émis . . . 319
21.1.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel . . . 320
21.1.7 Pacte d'actionnaires . . . 320
21.1.8 Nantissement des titres de la Société . . . 320
21.1.9 Evolution du capital social au cours des trois dernières années . . . 320
21.2. Acte constitutif et statuts . . . 320
21.2.1 Objet social . . . 320
21.2.2 Exercice social . . . 321
21.2.3 Organes de gestion . . . 321
21.2.4 Droits attachés aux actions . . . 321
21.2.5 Cession et transmission des actions . . . 322
21.2.6 Assemblées générales . . . 322
21.2.7 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la société . . . 323
21.2.8 Obligations en matière de modifications du capital . . . 323

CHAPITRE 22. Contrats importants . . . 324

CHAPITRE 23. Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts . . . 324

CHAPITRE 24. Documents accessibles au public . . . 325

24.1. Consultation des documents juridiques . . . 325
24.2. Responsable de l'information . . . 325

CHAPITRE 25. Informations sur les participations . . . 325

GLOSSAIRE **326**

ANNEXE A : RAPPORT 2005 DU PRESIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET LES PROCEDURES DE CONTRÔLE INTERNE **A-1**

ANNEXE B : RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ETABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE L.225-235 DU CODE DE COMMERCE **B-1**

ANNEXE C : MANDATS DES ADMINISTRATEURS ET DES DIRECTEURS GENERAUX DELEGUES EXERCES AU COURS DES 5 DERNIERES ANNEES (HORS EDF) **C-1**

ANNEXE D : INFORMATIONS RENDUES PUBLIQUES PAR LE GROUPE EDF DURANT LES DOUZES DERNIERS MOIS (Document annuel établi en application de l'article 221-1-1 du règlement général de l'Autorité des Marchés Financiers) **D-1**

Dans le présent document de référence (le « Document de Référence »), sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à EDF S.A. maison-mère et les termes « Groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Outre les informations contenues dans le présent Document de Référence, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits à la section 4.2 (« Facteurs de risque »). Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation ou les résultats financiers 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.

Le présent Document de Référence 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 s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent Document de Référence et les déclarations ou informations figurant dans le présent Document de Référence pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Document de Référence, notamment dans la section 6.1 (« Stratégie »), peuvent être affectées par des risques connus et inconnus, 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 4 (« Facteurs de risque »).

En application de la législation européenne et française, les entités chargées 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 de Référence a été préparé par le Groupe EDF dans le respect de ces règles.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent Document de Référence, avant ses annexes.

1 Personnes responsables

1.1. Responsable du Document de Référence

Pierre Gadonneix
Président directeur général d'EDF

1.2. Attestation du responsable du Document de Référence

« J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Document de Référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence. Cette lettre ne contient pas d'observations.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2005 préparés conformément au référentiel IFRS et inclus dans le Document de Référence à la section 20.1 (« Informations financières historiques »), ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant à la section 20.2 du présent Document de Référence.

Les comptes consolidés des exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003 qui ont été préparés conformément au référentiel comptable français, ont fait l'objet de rapports des contrôleurs légaux figurant à la section 5.9 du Document de Base. Ces comptes et les rapports des contrôleurs légaux correspondants sont inclus dans le présent Document de Référence par référence conformément à l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 en date du 29 avril 2004.

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2005, attirent l'attention du lecteur sur :

- *L'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire résultant des meilleures estimations de la Direction, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 4.1.1, 31.2 et 31.3 de l'annexe ;*
- *L'approche privilégiée par EDF dans le cadre des normes existantes pour représenter au bilan ses obligations dans le cadre du renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France qui repose sur la spécificité des contrats de concessions (décrite en note 5 de l'annexe).*

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004, attirent l'attention du lecteur sur :

- *L'incertitude relative à l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire ;*
- *Les notes des annexes décrivant la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries Electriques et Gazières, qui mentionnent le montant des engagements financiers d'EDF au titre du régime avant réforme ainsi que les engagements résiduels au 31 décembre 2004 résultant de cette réforme. Ces informations ont permis aux commissaires aux comptes de lever la réserve formulée dans leurs rapports portant sur les comptes de l'exercice précédent ;*
- *Les notes mentionnant l'absence d'évaluation fiable de l'engagement au titre du régime complémentaire maladie des entités françaises relevant du régime des IEG.*

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2003 ont été certifiés par les contrôleurs légaux avec une réserve sur les engagements d'EDF au titre du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières.

Des observations ont également été formulées sur les comptes consolidés de l'exercice 2003, visant à attirer l'attention du lecteur sur :

- *L'incertitude relative à l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire ;*
- *Les notes des annexes décrivant d'une part le référentiel du Groupe qui s'inscrit dans la perspective de l'application en 2005 des normes de l'IASB et d'autre part, les changements comptables et de présentation, ainsi que les changements d'estimation liés à l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires. »*

Pierre Gadonneix
Président directeur général d'EDF

2 Contrôleurs légaux des comptes

2.1. Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte et Associés,
185, avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine,
représenté par Monsieur Amadou Raimi et Monsieur Tristan Guerlain,

KPMG SA,
Immeuble Le Palatin, 3 Cours du Triangle, 92939 Paris La Défense Cédex,
Représenté par Monsieur Jean-Luc Decornoy et Monsieur Michel Piette.

Nommés par délibération de l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Conformément à l'article 29 des statuts de la société anonyme EDF, approuvés par le décret n° 72004-1224 du 17 novembre 2004, les premiers commissaires aux comptes titulaires d'EDF S.A. étaient, jusqu'à l'approbation des comptes de l'exercice 2004 par l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 :

- Deloitte et Associés, 185, avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par Monsieur Amadou Raimi et Monsieur Tristan Guerlain ;
- Ernst & Young Audit, Faubourg de l'Arche, 11, allée de l'Arche, 92400 Courbevoie, représenté par Monsieur Patrick Gounelle et Madame Claire Nourry ; et
- Mazars & Guerard Audit, représenté par Monsieur Jean-Louis Lebrun et Monsieur Guy Isimat-Mirin.

Les commissaires aux comptes ci-dessus désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent Document de Référence.

2.2. Commissaires aux comptes suppléants

BEAS,
7-9, Villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine.

SCP Jean-Claude André,
2 bis rue de Villiers, 92300 Levallois-Perret.

Nommés par délibération de l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Conformément à l'article 29 des statuts de la société anonyme EDF, approuvés par le décret n° 7 2004-1224 du 17 novembre 2004, les premiers commissaires aux comptes suppléants d'EDF S.A. étaient, jusqu'à l'approbation des comptes de l'exercice 2004 par l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 :

- BEAS 7-9, Villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine ;
- Auditex, 2, rue Jacques Daguerre, 92500 Rueil Malmaison ; et
- Caderas-Martin, 76, rue de Monceau, 75008 Paris.

3 Informations financières sélectionnées

Préambule

En application de l'article 28-1 alinéa 5 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004, les comptes consolidés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003 (établis conformément à la réglementation comptable française), ainsi que les rapports des contrôleurs légaux y afférents, figurant à la section 5.9 du Document de Base (pages 388 à 477), sont inclus par référence dans le présent Document de Référence.

Informations financières clés

Les données financières consolidées présentées ci-dessous, y compris les données financières 2004 et 2004 pro forma, sont extraites des comptes consolidés du Groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2005 qui ont été audités par les contrôleurs légaux d'EDF. Ces données comprennent notamment :

- des données financières relatives à l'exercice 2004 qui ont été établies selon le même référentiel que les données financières relatives à l'exercice 2005, à l'exception des normes IAS 32 et 39 (relatives aux instruments financiers) et IFRS 4 (contrats d'assurance) qui n'ont été appliquées qu'à compter du 1er janvier 2005, et
- des données financières pro forma relatives à l'exercice 2004, établies selon les mêmes règles que l'alinéa précédent, qui visent à simuler les effets que la loi du 9 août 2004 aurait pu avoir sur le compte de résultat du Groupe EDF au 31 décembre 2004 si la réforme du financement du régime spécial des retraites des IEG et les dispositions relatives aux concessions, issues de cette loi, avaient pris effet au 1er janvier 2004.

Les données financières présentées ci-après doivent être lues conjointement (i) avec les comptes consolidés figurant à la section 20.1 (« Informations financières historiques ») du présent Document de Référence et avec (ii) l'examen de la situation financière et du résultat du Groupe figurant au chapitre 9 du présent Document de Référence.

Extraits des comptes de résultats consolidés

	Exercices clos au 31 décembre		
En millions d'euros	**2005**	**2004 pro forma**	**2004**
Chiffre d'affaires	51 051	46 150	46 788
Excédent brut d'exploitation (EBE)	13 010	12 558	13 417
Résultat d'exploitation	8 078	6 153	7 012
Résultat avant impôts des sociétés intégrées[1]	4 619	3 096	1 580
Résultat net part du Groupe	**3 242**	**1 607**	**624**

(1) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net d'EDF avant prise en compte de l'impôt sur le résultat, de la quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence, du résultat net des activités en cours d'abandon et des intérêts minoritaires.

Extraits des bilans consolidés[1]

En millions d'euros	31 décembre 2005	1er janvier 2005[(a)]	31 décembre 2004
Actif non courant	123 540	115 675	114 880
Actif courant	46 646	35 784	34 651
Actifs détenus en vue de la vente	728	—	—
Total de l'actif	**170 914**	**151 459**	**149 531**
Capitaux propres — part du Groupe	19 161	9 072	8 436
Intérêts minoritaires	979	897	899
Provisions non courantes	41 974	40 227	41 480
Passifs spécifiques des concessions	34 907	33 694	33 694
Passifs financiers non courants	23 510	20 636	20 888
Autres passifs non courants[(b)]	10 431	9 655	9 408
Passifs financiers courants	11 933	9 759	4 899
Autres passifs courants[(c)]	27 427	27 519	29 827
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	592	—	—
Total du passif	**170 914**	**151 459**	**149 531**

(a) Après prise en compte de l'application des normes IAS 32 et 39 et IFRS 4 au 1er janvier 2005.
(b) Comprend les postes « Autres créditeurs » et les « Impôts différés ».
(c) Comprend les postes « Provisions » (passif courant), « Fournisseurs et comptes rattachés », « Dettes d'impôts courants » et « Autres créditeurs ».

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

En millions d'euros	2005	2004
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	8 461	7 995
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(10 643)	(3 893)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	5 555	(3 481)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**3 373**	**621**

Informations relatives à l'endettement financier net

En millions d'euros	31 décembre 2005	1er janvier 2005[(a)]	31 décembre 2004
Emprunts et dettes financières	29 717	25 909	25 787
Dérivés de couvertures des dettes	240	487	—
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 220)	(3 820)	(3 150)
Actifs financiers à court terme	—	—	(2 960)
Actifs liquides	(4 580)	(2 243)	—
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	434	—	—
Endettement financier net	**18 591**	**20 333**	**19 677**

(a) Après prise en compte de l'application des normes IAS 32 et 39 et IFRS 4 au 1er janvier 2005.

[1] Certains travaux de retraitement liés à la mise en œuvre des normes IAS 32 et 39 ayant été finalisés sur le second semestre 2005, le bilan au 1er janvier 2005 publié avec les états financiers au 30 juin 2005 a été modifié. Ces corrections ont eu un impact marginal tant individuellement que globalement sur les chiffres précédemment publiés.

4 Facteurs de risque

4.1. Gestion et contrôle des risques au sein du Groupe EDF

4.1.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe

Le Groupe EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel.

Face à un contexte évolutif, le Groupe a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG »).

Les objectifs de ce processus sont de :

- se rapprocher des standards les plus récents en matière de gouvernance d'entreprise pour la gestion des risques, notamment en anticipant les évolutions réglementaires en la matière ;
- sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe ;
- permettre aux dirigeants et aux organes sociaux du Groupe d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle.

Le périmètre de contrôle des risques au niveau du Groupe comprend les activités d'EDF (hors RTE-EDF Transport qui dispose de sa propre organisation) et celles de ses filiales en France comme à l'étranger.

Le périmètre de gestion des risques couvre ce même périmètre, exception faite des filiales dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel exclusif (notamment EnBW, Edison et Dalkia).

4.1.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques

La gestion des risques est placée sous la responsabilité des directions opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité.

Le contrôle des risques est assuré par une filière mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure une approche homogène sur l'ensemble du Groupe en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

Selon ces principes, chaque semestre, EDF élabore la cartographie consolidée au niveau Groupe de ses risques majeurs. Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque direction opérationnelle ou fonctionnelle. Elle fait l'objet d'une validation par le Comité Exécutif du Groupe (« COMEX ») et d'une présentation chaque semestre au Comité d'audit du Conseil d'administration de la Société.

Le contrôle des risques Groupe contribue également à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements long terme du Groupe, examinés par le Comité des Engagements et des Participations (investissements cœur de métier, investissements externes, fusions/acquisitions, cessions, contrats long terme ...). En particulier, il contribue au contrôle systématique de l'analyse des risques effectuée pour chacun des dossiers présentés au Comité, en veillant notamment au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les projets développés par le Groupe.

RTE

Concernant RTE, la gestion et le contrôle des risques sont organisés aux deux niveaux de management concernés :

- Au niveau national, le Comité de Direction de RTE-EDF Transport valide annuellement la cartographie des risques et fait suivre par un responsable national chacun des risques identifiés. La mission Audit de RTE-EDF Transport réalise les audits nationaux commandités par le Comité de Direction, à qui elle rapporte ses constats et ses recommandations ;
- Au niveau local, chaque unité et entité fonctionnelle de RTE-EDF Transport a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités, de leur maîtrise par des audits appropriés, et du reporting au niveau national.

4.1.1.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Le facteur de risques relatif aux marchés énergies figure à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En lien avec l'ouverture du marché des clients finaux, 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 impacter significativement ses états financiers.

En conséquence, le Groupe EDF a mis en place une politique de risques « marchés énergies », validée par le COMEX le 11 octobre 2005 visant à :

- définir le cadre général dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF-Trading ;
- consolider l'exposition des différentes filiales et entités du Groupe sur les différents marchés structurés liés à l'énergie ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève d'une part des gestionnaires d'actifs de production 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 de risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur leurs états financiers.

Dans le Groupe, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe. A ce titre, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, conforme aux pratiques en vigueur dans les 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. A ce jour, son engagement sur les marchés est encadré par une limite de *value at risk* (« VAR ») (avec un intervalle de confiance de 97,5 % par jour) de 13,7 millions d'euros avec une limite stop loss de 30 millions d'euros. En 2005, la VAR a évolué entre 4,7 millions d'euros et 23,3 millions d'euros. Les stop loss depuis leur instauration, n'ont jamais été activés. Les expositions d'EDF Trading sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, par le management de la filiale et le département contrôle des risques marchés énergies 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 et de pertes (limite stop-loss).

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir note 34.1.7 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005. Pour le détail des contrats de matières premières qualifiés de dérivés conclus par le Groupe, voir note 34.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Le processus de contrôle des risques marchés énergies s'appuie sur :

- une délégation explicite donnée à chaque entité, formalisée par des mandats de gestion de risques fixant notamment des limites de risques. Ces mandats permettent au COMEX de fixer annuellement le profil de risque du Groupe en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies au sein du Groupe sur les horizons de marchés (typiquement 3 ans) ;
- un processus de contrôle, spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, basé sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, s'appuyant sur une filière de contrôle organisée en deux niveaux (niveau opérationnel, niveau Groupe) et comprenant des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques, impliquant la direction du Groupe.

L'exposition consolidée du Groupe sur les risques marchés énergie est présentée mensuellement au COMEX. Les processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités.

4.1.1.3 Gestion et contrôle des risques marchés financiers

4.1.1.3.1 CADRE DE GESTION FINANCIERE DES RISQUES FINANCIERS

EDF a mis en place un cadre de gestion financière (voir section 9.6 (« Gestion des risques financiers ») qui définit la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (risques de liquidité, de change, de taux d'intérêt et de contrepartie), et applicable aux seules filiales contrôlées opérationnellement, ce qui exclut notamment RTE, EnBW, Edison et Dalkia. Le risque actions est circonscrit aux actifs dédiés à la couverture des provisions long terme de déconstruction des centrales nucléaires pour laquelle un cadre de gestion ad hoc s'applique. Les principes énoncés font l'objet d'indicateurs de pilotage et de limites permettant d'assurer la maîtrise de ces risques, avec notamment un objectif de limitation de la volatilité des charges financières du Groupe.

La dernière refonte du cadre de gestion financière a eu lieu en décembre 2001, afin d'intégrer notamment la dimension internationale du Groupe et l'anticipation du passage aux normes IFRS. Il est mis à jour périodiquement. Par ailleurs, chaque année, le Comité d'audit et le Conseil d'administration d'EDF vérifient le respect de ce cadre de gestion financière et le font évoluer si nécessaire, en particulier en ce qui concerne les limites et les ratios financiers cibles associés.

Deux indicateurs sont principalement utilisés : l'*Earning at Risk* (« EAR ») et la VAR (une définition de ces termes figure au Glossaire du présent Document de Référence).

EDF a également mis en place, d'une part, des scenarii de sensibilité des positions en conditions limites qui permettent de surveiller son exposition aux risques « atypiques » de décalage de marché important et, d'autre part, des stop-loss qui arrêtent le seuil de perte à partir duquel une position doit être clôturée.

4.1.1.3.2 ORGANISATION DU CONTROLE DES RISQUES FINANCIERS

Le développement international récent du Groupe a conduit à la mise en place début 2002 d'une structure dédiée — le Département Contrôle des Risques Financiers (« DCRF ») — en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le biais de l'élaboration d'une politique et de principes et par le contrôle de leur bonne application. Cette structure a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe. Rattaché à la Direction Corporate Finance Trésorerie (DCFT) de la Direction Financière, le DCRF fait l'objet d'un lien fonctionnel fort avec la DCRG, en vue de garantir l'indépendance entre la structure de contrôle de ces risques et les activités de gestion des risques qui font l'objet de ce contrôle.

Concernant les activités de la salle des marchés d'EDF, des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risque sont communiqués par le DCRF au directeur Trésorier du Groupe, au chef de la salle des marchés et au responsable du DCRF. Ces mêmes acteurs sont immédiatement informés pour action en cas de dépassement de limites. Un point hebdomadaire est fait par le DCRF au Comité de Coordination Opérationnelle de la DCFT. Le Comité Stratégique de la DCFT vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques nécessaires.

Par ailleurs, des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles.

4.1.1.3.3 RISQUE DE LIQUIDITE

Le Groupe EDF vise à disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement futur, les dotations annuelles au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme et également pour faire face à tout événement exceptionnel. La

gestion de la liquidité a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant. Ces éléments sont exposés à la section 9.6.1.2 (« Gestion du risque de liquidité »).

EDF a mis en place un suivi régulier du risque de liquidité du Groupe, intégré au cycle de gestion, incluant des scénarii de stress. Par ailleurs, le Comité de Coordination Opérationnelle effectue une revue hebdomadaire des besoins de liquidité afin d'identifier d'éventuelles besoins de trésorerie.

4.1.1.3.4 RISQUE DE CHANGE

Du fait de la diversification de ses activités et son implantation géographique, le Groupe EDF 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.

De manière générale, les flux de trésorerie d'exploitation de la maison-mère et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale à l'exception des flux liés aux achats de combustibles principalement libellés en dollars et de certains flux liés à des achats de matériel pour des montants moindres cependant.

Ces éléments sont exposés à la section 9.6.2 (« Gestion du risque de change »).

4.1.1.3.5 RISQUE ACTIONS SUR PORTEFEUILLE D'ACTIFS DEDIES D'EDF S.A.

EDF S.A. est exposée au risque sur actions sur les titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire.

Ce risque est exposé à la section 9.6.4 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés »).

4.1.1.3.6 RISQUE DE TAUX D'INTERET

L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux natures de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe, dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières au moyen des indicateurs de VAR et EAR.

Ces éléments sont exposés à la section 9.6.3 (« Gestion du risque de taux d'intérêt »).

4.1.1.3.7 RISQUE DE CONTREPARTIE

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 de ce fait ses obligations contractuelles. Ces pertes peuvent être de natures diverses : la faillite d'une des contreparties peut conduire le Groupe à constater des factures impayées (risque de règlement), à perdre des contrats dégageant des bénéfices (coût d'opportunité), à subir un surcoût pour remplacer les contrats non honorés (coût de remplacement), à devoir payer des pénalités à des tiers si la défaillance d'une des contreparties entraînait par ricochet l'incapacité du Groupe à honorer ses propres obligations, etc.

Les entités du Groupe ayant une activité importante sur les marchés énergies ou financiers (EDF, EDF Energy, EDF Trading et EnBW) ont mis en place une méthodologie d'attribution de limites pour chaque contrepartie selon plusieurs critères (notations des agences de rating, endettement, capacité d'autofinancement, actifs, fonds propres) et en tenant compte de l'échéance et de la nature des transactions. Un suivi régulier de la consommation des limites par contrepartie est réalisé au niveau de l'entité et le Groupe s'organise pour assurer une veille active sur ses contreparties majeures pour produire et tenir à jour l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie et se doter des règles et procédures de gestion des expositions consolidées au risque de contrepartie.

Le Conseil d'administration a validé en juin 2004 le nouveau cadre de gestion du risque de contrepartie du Groupe applicable à ses filiales contrôlées opérationnellement. Ce nouveau cadre prévoit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. Trois grands principes sont au cœur de ce cadre : (i) la réactivité de l'organisation, (ii) l'indépendance des fonctions de contrôle des risques par rapport aux activités qui génèrent les risques et (iii) la responsabilisation des entités sur leurs expositions. Il prévoit également une limite pour le Groupe qui s'appliquera à chaque contrepartie.

4.1.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

4.1.2.1 Gestion du risque sûreté nucléaire

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté nucléaire figurent à la section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

Comme tout exploitant, le Groupe assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses ouvrages. 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, jusqu'à la déconstruction). Les moyens mis en œuvre dans le cadre du dispositif de sûreté nucléaire ont permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. L'ensemble de la démarche sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles permanents internes et externes (voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection »)).

La réalisation du parc nucléaire français a conduit à la mise en place d'une démarche de sûreté qui prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes et externes. Cette démarche s'appuie notamment sur l'application de règles d'exploitation strictes et sur des compétences intégrées au Groupe (ingénierie nucléaire, recherche et développement « R&D »), permettant une anticipation de la résolution de défaillances, une évaluation des matériels de manière continue, une réévaluation régulière des marges de sûreté, une veille

technologique et la mise en oeuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Le maintien et l'amélioration du niveau de sûreté reposent également sur le concept de défense en profondeur, qui prévoit le traitement systématique du risque de défaillances techniques, organisationnelles et humaines en interposant des lignes de défense successives et indépendantes au niveau des installations, process et organisation.

La qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire d'EDF font l'objet de multiples contrôles internes (notamment assurés par l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire, directement rattaché au Président d'EDF) mais aussi externes, notamment assurés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), placée sous la responsabilité conjointe des Ministères de l'Industrie, de l'Environnement et du Développement Durable, et de la Santé. Les centrales nucléaires doivent se conformer à un référentiel dont les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en assure le contrôle.

L'organisation de crise prévue en cas de situation accidentelle est régulièrement évaluée au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices sont organisés pour l'ensemble du parc nucléaire français. Dix environ sont d'une ampleur nationale.

Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens et les assurances associées sont décrits à la section 6.5.6.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »).

4.1.2.2 Gestion du risque de sûreté hydraulique

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté hydraulique figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En vertu des contrats de concession ou d'autorisations administratives, le Groupe exploite des ouvrages hydroélectriques. En tant qu'exploitant, il est responsable de leur niveau de sûreté.

Les principaux risques liés à ces ouvrages ou à leur exploitation sont le risque de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue et les risques liés aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements.

Pour améliorer la gestion de ces risques, EDF a lancé en 1995, sur ses ouvrages en France et dans les DOM, une démarche de mise sous assurance qualité des trois activités stratégiques en matière de sûreté hydraulique (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)) : la surveillance des barrages et des ouvrages associés, la gestion des ouvrages en période de crue, la maîtrise des variations de débit. Cette démarche a abouti fin 2003 à la certification ISO 9001 de ces trois activités dans chacun des Groupes d'Exploitation Hydraulique. Ces certifications constituent la base d'une démarche de progrès continu dans la maîtrise de la sûreté hydraulique. A ce titre, la volonté d'EDF est d'obtenir chaque année leur renouvellement par les organismes de certification, ce qui a été le cas pour 2004 et 2005. Par ailleurs, la détection, l'analyse des incidents éventuels, la mise en œuvre des actions correctives et préventives, le retour d'expérience et le partage d'expérience constituent la base du processus d'amélioration du niveau de sûreté des installations. Les actions de sensibilisation et d'information auprès du public sur les dangers présentés par les aménagements hydroélectriques, engagées en 1996, sont renouvelées et amplifiées chaque année.

La rupture d'un barrage de retenue ou d'un ouvrage associé pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes et les biens situés en aval. La prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages est assurée sous le contrôle des DRIRE (Directions Régionales de l'Industrie et de l'Environnement). Les 68 plus grands barrages font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en oeuvre sous l'autorité du préfet, dans le cadre de la loi sur les risques majeurs.

A ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.1.2.3 Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe

Les facteurs de risques relatifs aux installations de transport et de distribution du Groupe figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les ouvrages de transport et de distribution, les investissements réalisés prennent en compte la sécurité des biens et des personnes.

Par ailleurs :

- Vis-à-vis des tiers, des actions de communication ont lieu notamment avec des associations de pêcheurs et les syndicats agricoles pour rappeler les dangers de manipulation d'outils à proximité des lignes.
- Vis-à-vis des exploitants, les interventions sont soumises à des habilitations, lesquelles supposent, en amont, un contrôle de connaissances, complété de visites de chantiers réalisées par la hiérarchie et l'expert prévention de l'unité concernée.

A ce titre, EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.1.2.4 Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe

Les activités du Groupe peuvent être à l'origine d'accidents industriels ou d'importants impacts environnementaux et sanitaires.

Par ailleurs, le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et en matière de santé publique. Les facteurs de risques correspondants figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-après.

Le Groupe s'est doté depuis 1996 d'une politique environnementale, dont la dernière mise à jour date de juin 2005. Cette politique intègre notamment l'évolution des grands dossiers environnementaux tels que le changement climatique, la biodiversité, etc.

La mise en oeuvre opérationnelle de cette politique s'appuie sur le déploiement du Système de Management Environnemental au sein de l'ensemble des entités du Groupe ayant une influence directe ou indirecte sur les impacts environnementaux. La mise en place de ce Système de Management Environnemental permet de garantir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires. Ce système a été certifié ISO 14001 en avril 2002 (voir section 6.4.3.1 (« La

politique de développement durable du Groupe »). En ce qui concerne les accidents industriels, la norme ISO 14001 implique la mise en oeuvre d'un ensemble contrôlé d'actions planifiées et systématiques, en particulier pour ce qui concerne la prévention des risques majeurs et la gestion de la sécurité. A ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

Chaque année, des audits réalisés par un organisme accrédité externe se déroulent sur les entités formant le périmètre de certification. En 2005, le certificat ISO 14001 a été renouvelé suite à l'audit mené pour ce renouvellement, après un premier cycle de trois années de certification du Groupe.

4.1.3 Assurances

Pour limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le Groupe EDF s'est doté récemment de programmes d'assurances dédiés à la couverture progressive de ses principaux risques en matière de dommages aux biens et de responsabilité civile, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

La politique d'assurances est conduite par la Division Assurances du Groupe qui a pour mission de proposer et d'optimiser continuellement la politique de gestion des risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs. Une fois la politique Groupe définie et validée par le Conseil d'administration d'EDF, la Division Assurances du Groupe en organise la mise en œuvre au travers d'EDF Assurances, filiale de courtage d'assurances dédiée au Groupe EDF, et auprès d'acteurs majeurs du marché de l'assurance et de la réassurance.

L'échange d'information entre la Direction Contrôle des Risques Groupe (voir section 4.1.1 (« Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe ») ci-dessus) et la Division Assurances du Groupe a été systématisé de manière à ce que les deux directions puissent bénéficier d'une vision consolidée et aussi exhaustive que possible des risques du Groupe. A partir de cette vision partagée, le Groupe est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par la politique assurance du Groupe.

EDF a décidé de mettre en place des programmes d'assurances de Groupe ayant vocation à être progressivement étendus à ses filiales françaises et étrangères dont elle a le contrôle 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. Ainsi, la gestion des risques responsabilité civile (y compris la responsabilité civile pour « atteinte à l'environnement ») des principales filiales contrôlées a été transférée au niveau du Groupe (à l'exception principalement d'Electricité de Strasbourg). Pour le risque dommages, EDF a adhéré en janvier 2004 à la mutuelle *Oil Insurance Limited* (« OIL ») pour faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe, notamment les centrales nucléaires (hors accident nucléaire), les centrales thermiques, les barrages, les postes de transformation du réseau de transport et du réseau de distribution ou à leur interface, et les centres informatiques. OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie qui offre à ses membres une couverture limitée des dommages matériels. Au delà de ces couvertures de base, EDF a mis en place des compléments d'assurances couvrant EDF ainsi que 16 filiales françaises et étrangères dont EDF Energy.

EDF Assurances réalise régulièrement des visites de sites en partenariat avec les services internes et les principaux assureurs. Ces visites permettent d'identifier les risques éventuels liés à l'activité du Groupe et de les évaluer afin d'apprécier la constante adéquation des couvertures d'assurance avec ces risques.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève ainsi à 111 millions d'euros en 2005, dont 98 millions d'euros pris en charge par EDF.

EDF considère que ces polices reflètent de manière générale la nature des risques encourus et sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature et les montants des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

Les contrats d'assurances, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions ou des sous limites.

4.1.3.1 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

Périmètre : EDF et les filiales contrôlées par EDF, à l'exception principalement d'Electricité de Strasbourg qui dispose de son propre programme.

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale la couvrant contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile (hors nucléaire) pouvant lui incomber dans le cadre de ses activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont en particulier inclus les risques de responsabilité civile liés à la rupture d'un barrage, aux centrales thermiques, aux postes 400 kV de la région parisienne, et aux autres ouvrages de réseaux, ainsi que ceux liés aux atteintes à l'environnement à la suite, par exemple, d'un 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 réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. La franchise principale de ce contrat pour EDF est de 1,5 million d'euros par incident, les filiales optant généralement pour des franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

4.1.3.2 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

Périmètre : les dirigeants et mandataires sociaux de EDF et des filiales contrôlées par EDF.

EDF a conclu un programme d'assurance « responsabilité civile des mandataires sociaux » les couvrant contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

4.1.3.3 Assurance dommages (hors biens nucléaires)

4.1.3.3.1 PROGRAMME DOMMAGES CONVENTIONNELS

Périmètre : EDF, EDF Energy, ainsi que 15 autres filiales françaises et internationales.

Wagram Insurance Company (société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF), des assureurs et réassureurs apportent par rapport aux couvertures « OIL », des extensions de couverture (couverture additionnelle des dommages aux biens pour porter la limite maximale à 600 millions d'euros, et selon les filiales, abaissement du niveau de franchise. Pour ce programme « dommages conventionnels », la rétention du Groupe sur un sinistre (comprenant la franchise et la part de risque conservée par Wagram Insurance Limited) est inférieure à 20 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales d'EDF, mais pas pour EDF, une couverture des « pertes d'exploitation » en cas de dommage matériel. L'étude de l'intérêt de l'extension de ce type de couverture aux centrales de production d'EDF est en cours. Par ailleurs, les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont décrites à la section 4.1.2 (« Gestion des risques industriels et environnementaux »).

Ce programme « Dommages » continuera d'être progressivement étendu aux autres filiales contrôlées par EDF qui définissaient, jusqu'à présent, elles-mêmes leur politique de couverture pour ce type de risque.

4.1.3.3.2 COUVERTURES TEMPÊTES

Périmètre : exclusivement le réseau de distribution d'EDF.

A la suite des tempêtes de 1999 qui ont eu un impact global sur les coûts d'EDF d'environ 1,5 milliard d'euros, EDF a souhaité se couvrir contre les conséquences des dommages matériels causés par les tempêtes sur le réseau de distribution, lequel représente la plus grosse partie de l'exposition au risque. A cet effet, EDF a conclu avec CDC IXIS Capital Market en décembre 2003 un contrat innovant de couverture financière déclenchée par un indice lié aux vitesses de vent relevées aux stations de Météo-France, pondérées par la densité et la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région. Le contrat a pour objet de couvrir le réseau de distribution d'EDF contre les conséquences d'événements exceptionnels et prend en compte la réduction attendue de l'exposition sur la période en raison des investissements de prévention programmés par EDF. Ce contrat est un contrat d'échange de flux dont les flux variables (« indemnisations ») sont dus à EDF lorsqu'un indice reposant sur la vitesse de vent dépasse une valeur seuil, calibrée suivant un modèle stochastique pour être franchie une fois tous les 5 ans. Pour l'année 2005, les flux fixes (« primes ») relatifs à ce contrat se sont élevés à 37 millions d'euros. Les flux variables (« indemnisations ») maximums sont de 335 millions d'euros.

Les autres filiales d'EDF disposant de réseaux et RTE-EDF Transport ne sont pas couverts contre le risque de tempête affectant les réseaux aériens.

4.1.3.4 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

4.1.3.4.1 RESPONSABILITÉ CIVILE

Les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française du 31 octobre 1968, modifiée par la loi du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant des Conventions de Paris et Bruxelles (voir section 6.5.6.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires – La responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires »)). Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurance auprès des AGF, d'AXA Corporate Solutions, de European Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI). Les montants couverts par ces polices correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire, qu'en cours de transport. Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. La prime annuelle totale payée par EDF pour cette assurance est de 6 millions d'euros (TTC). Une assurance spécifique couvre la responsabilité civile nucléaire consécutive aux accidents en cours de transport. La limite de couverture dépend de la réglementation du ou des pays traversés à l'occasion du transport ; pour les accidents en cours de transport en France, le montant total couvert est de 23 millions d'euros.

En cas de ratification des Protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles (voir section 6.5.6.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)), EDF serait tenue d'ajuster ses couvertures d'assurance de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation tel qu'il serait explicité dans la nouvelle loi française applicable. A cette fin, EDF rechercherait — dans ce nouveau cadre législatif — une combinaison optimale entre le marché de l'assurance (pools nucléaires) et des options alternatives (réassurance, mutuelles, etc.).

EnBW exploite des centrales nucléaires en Allemagne. Dans ce pays, la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est une responsabilité sans faute et illimitée. Dans le cadre de la loi atomique, les exploitants de centrales nucléaires doivent mettre en place une garantie financière d'un montant de 2,5 milliards d'euros par incident. EnBW a ainsi souscrit une assurance de responsabilité civile nucléaire à hauteur de 255,6 millions d'euros et conclu avec les autres sociétés mères des exploitants allemands d'installations nucléaires (E.ON, RWE et Vattenfall Europe) un contrat de solidarité pour couvrir les 2 244 milliards d'euros restants. Ce contrat stipule qu'en cas de sinistre, et une fois que l'exploitant nucléaire concerné et sa société mère allemande ont épuisé leurs propres capacités, les autres sociétés contribuent financièrement pour que l'exploitant puisse faire face à ses obligations.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 6.5.6.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous.

4.1.3.4.2 ASSURANCES DOMMAGES AUX INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

En 2005, les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF n'étaient pas couverts. Depuis le 1er avril 2006, en complément des couvertures « OIL », les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance faisant appel au pool atomique français (AXA/AGF) et à la mutuelle

EMANI, pour une capacité totale de 1 110 millions d'euros au-delà d'une franchise de 200 millions d'euros.

EnBW dispose, avec des franchises plus basses, d'une couverture comparable à celle d'EDF grâce à EMANI et au pool allemand.

4.2. Facteurs de risque

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle, et qui s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe a présenté ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. Ces risques ou l'un de ces risques pourraient avoir une incidence négative sur son activité et/ou ses résultats. En outre, d'autres, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour pourraient avoir le même effet négatif.

Les risques présentés ci-dessous concernent :

- Les risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie (voir section 4.2.1 (« Risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie »)) ;
- Les risques liés aux activités du Groupe (voir section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »)) ;
- Les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe (voir section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe »)) ;
- Les risques liés à la structure et à la transformation du Groupe (voir section 4.2.4 (« Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe »)) ; et
- Les risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions (voir section 4.2.5 (« Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions »)).

4.2.1 Risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie

Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, en particulier sur le marché français de la fourniture d'électricité qui est son principal marché.

En France

Du fait de la libéralisation du marché français de l'électricité, EDF doit faire face à la concurrence d'autres fournisseurs. Tous les clients d'EDF autres que les particuliers ont la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence s'adresser à un de ses concurrents. En juillet 2007, le marché de l'électricité sera totalement ouvert à la concurrence (voir section 6.2.1.2 « Commercialisation »). Pour la vente d'électricité aux clients éligibles, EDF est déjà et sera à l'avenir davantage confrontée à la concurrence. Même si EDF se prépare pour faire face à cette concurrence, EDF a perdu des parts de marché pour les clients déjà éligibles et s'attend à en perdre d'autres au fur et à mesure du développement de la concurrence et de l'extension, à partir de juillet 2007, de la base des clients éligibles aux clients particuliers. La diminution des parts de marché d'EDF aura, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF pourrait être amenée à augmenter ses dépenses de commercialisation ou à réduire ses marges (notamment en cas de concurrence sur les prix), ce qui aurait un impact négatif sur sa profitabilité.

Hors de France

Au travers de ses différentes filiales en Europe, le Groupe est confronté à des situations concurrentielles différentes :

- au Royaume-Uni, le marché est totalement ouvert depuis les années 90 et très compétitif ;
- en Allemagne, le marché est également totalement ouvert, mais la disparité et le niveau élevé des tarifs de distribution et de transport freinent le développement d'une véritable concurrence ;
- en Italie, le degré d'ouverture du marché est comparable à celui de la France, et Edison occupe une position de challenger de l'opérateur historique (Enel) ;
- dans le reste de l'Europe, et en particulier en Europe centrale et orientale, le rythme de l'ouverture va s'accélérer pour les nouveaux membres de l'Union européenne.

Dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit mener une stratégie de défense de ses parts de marchés, comme en France. Dans d'autres, au contraire, il doit mener une stratégie offensive de conquête de parts de marché. Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution de cette concurrence, et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont donc variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent du degré d'ouverture réglementaire du pays concerné, mais aussi de nombreux autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas non plus de contrôle.

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore pourrait voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et ses résultats financiers.

Le cadre réglementaire et juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie est récent. Ce cadre pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe, en France et à l'étranger, sont soumises à de nombreuses réglementations (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Par ailleurs, et même au sein de l'Union européenne où les directives ne font que fixer le cadre général, le régime réglementaire et juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre réglementaire et juridique, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent et n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture des marchés. Il est donc susceptible d'évolutions futures qui pourraient être favorables ou défavorables au Groupe. Par exemple, ces évolutions futures du cadre réglementaire et juridique pourraient entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe

ou modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe devrait opérer.

Risques liés au fait que le Groupe restera, sans doute pour les prochaines années, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité.

Bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché en France, EDF restera sans doute, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture. Les activités de transport et de distribution (assurées par le RTE-EDF Transport ou par EDF) doivent être menées dans un cadre garantissant leur indépendance par rapport aux activités de production et de commercialisation de manière à permettre à tous les utilisateurs un accès non-discriminatoire.

EDF entend se conformer strictement aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination.

Ceci étant, des concurrents pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles, litiges qui pourraient être tranchés dans un sens contraire aux intérêts du Groupe.

Par ailleurs, indépendamment de toute action contentieuse à l'initiative de concurrents, les autorités compétentes pourraient, (voir en particulier les sections 6.5.2.1 (« Législation européenne — Ouverture du marché ») et 6.2.1.2.1 (« Ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité ») ci-dessous), prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré et équilibré.

Enfin, des Etats européens pourraient arguer d'une ouverture qu'ils considéreraient comme insuffisante du marché français pour prendre des mesures visant à freiner le développement du Groupe sur leur territoire.

Ceci pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le modèle, les activités et les résultats financiers du Groupe.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle sur ces activités.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de vente et a procédé à la filialisation du RTE-EDF Transport au cours de l'année 2005. EDF pourrait être affectée par la perte de contrôle de certaines décisions opérationnelles pouvant avoir un impact sur les coûts de fonctionnement, qui constituent des éléments importants de la rentabilité des activités de transport et de distribution en France. Parallèlement, EDF continuera à supporter les risques liés à l'exploitation des activités de transport et de distribution, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter des actifs de transport et de distribution.

Il pourrait en être de même dans des pays où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis aux mêmes types de contraintes réglementaires.

4.2.2 Risques liés aux activités du Groupe

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents ou des agressions externes pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement particulier dans la section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les installations hydrauliques, même s'il n'en est pas propriétaire mais concessionnaire, le Groupe est responsable en tant qu'exploitant de la sûreté de l'ensemble de ses ouvrages. Les principaux risques liés aux aménagements hydrauliques et à leur exploitation sont les suivants : le risque de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue, le risque lié aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements. A ces risques s'ajoutent ceux liés à des agressions ou actes de malveillance de toute nature.

Le Groupe met en œuvre, lors de la construction des ouvrages hydroélectriques, et au cours de leur exploitation, et notamment avec la collaboration des pouvoirs publics, toutes les mesures nécessaires de prévention et de sécurité (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)). Toutefois, le Groupe ne peut pas garantir que de tels évènements ne se produiront jamais ou que les mesures prises seront dans tous les cas pleinement efficaces, en particulier pour faire face à des évènements externes (crues, imprudence de tiers).

En ce qui concerne les installations de transport et de distribution d'électricité, les personnes travaillant sur ce type d'ouvrages ou se trouvant à proximité, peuvent s'exposer, en cas d'accident, d'erreur ou d'imprudence, au risque d'électrocution. Là encore, le Groupe met en place les mesures nécessaires de prévention et de sécurité. Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avéreront suffisantes dans tous les cas.

En France comme à l'étranger, des interrogations sont exprimées au sujet de l'éventualité de risques pour la santé humaine dus à l'exposition à des champs électromagnétiques (CEM) provenant notamment des lignes électriques exploitées par le Groupe. Sur la base de nombreuses expertises réalisées ces vingt dernières années, de nombreuses instances sanitaires internationales (l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS) dont le Centre International de Recherche sur le Cancer (CIRC), l'Académie des Sciences américaine, l'Institut américain pour la santé et l'Environnement (NIEHS), le Bureau National de Radioprotection anglais (NRPB)) considèrent, en l'état des connaissances scientifiques actuelles, que l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. La Commission européenne, par précaution, a établi des recommandations relatives à l'exposition du public et des travailleurs aux champs électromagnétiques, recommandations respectées par le Groupe. Les risques potentiels ou perçus par le public ou tout élément venant à démontrer l'existence de risques pour la santé, pourraient conduire à la mise en place d'une réglementation imposant l'adoption de mesures de sécurité plus contraignantes

pour l'exploitation ou la construction du réseau public de transport et de distribution.

Enfin, plus généralement, le Groupe exploite des installations industrielles (dont des centrales thermiques à flamme), qui dans le cadre de leur fonctionnement courant peuvent être à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires (par exemple, des rejets insuffisamment contrôlés, des fuites dans les câbles électriques isolés avec de l'huile sous pression, une défaillance des installations de dépollution, micro-organismes pathogènes, amiante, etc.). En particulier, dans certaines installations, des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels que le gaz et le fioul), sont entreposées. Ces installations peuvent être situées dans des zones industrielles où sont menées d'autres activités présentant le même type de risques.

Le Groupe met en œuvre toutes les mesures nécessaires à la fois de prévention et de réparation éventuelle pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe à la fois d'un risque d'explosion ou d'incendie survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine.

Toutefois, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avéreront pleinement efficaces en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus.

Un accident du type de ceux décrits dans les paragraphes ci-dessus aurait des conséquences graves sur les personnes et les biens et la responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)) pourraient s'avérer significativement insuffisantes. En outre, le Groupe ne peut 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.

Par ailleurs, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent potentiellement les mêmes risques.

D'autre part, les installations exploitées par le Groupe pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Outre les dispositifs de sécurité prévus à la conception des ouvrages et des sites et les dispositifs de protection (contre les intrusions par exemple) mis en place par le Groupe, les mesures de sécurité ont été renforcées à la suite des attentats du 11 septembre 2001 en liaison avec les pouvoirs publics. Néanmoins, comme pour toutes les mesures de sécurité destinées à se protéger contre une menace externe, le Groupe ne peut garantir qu'elles s'avèreront pleinement efficaces dans tous les cas et notamment en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus.

Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir des conséquences similaires à celles de l'un des accidents décrits ci-dessus : (i) dommages aux personnes et aux biens, (ii) responsabilité du Groupe recherchée sur le fondement de mesures jugées insuffisantes, (iii) interruption de l'exploitation.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur les activités, les résultats et la situation financière du Groupe.

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont le niveau pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe.

En France, une partie des revenus d'EDF dépend de tarifs réglementés fixés par décret, sur proposition ou après avis de la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») (tarif intégré et TURP — voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») »)). Ce mode de fixation des tarifs par des autorités de régulation se retrouve dans d'autres pays où le Groupe est présent : notamment en Grande-Bretagne, Allemagne, Chine, Argentine, Brésil, Hongrie et Slovaquie.

Ces tarifs font l'objet de négociations régulières entre les opérateurs et les autorités compétentes. Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire bloquer les hausses de tarif, à qualité de service équivalente.

Même si les tarifs réglementés peuvent évoluer de manière favorable pour le Groupe, celui-ci ne peut garantir que les tarifs réglementés seront toujours fixés à un niveau qui lui permette d'améliorer ou de conserver ses marges de rentabilité et ses taux de retour sur investissements ou à un niveau qui soit compatible avec une ouverture effective des marchés. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

EDF est chargée de certaines obligations de service public rémunérées par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus ou qui pourraient être remis en cause.

Le nouveau contrat de service public conclu entre l'Etat et EDF le 24 octobre 2005 précise les missions de service public devant être assurées par EDF 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 6.4.3.3 (« Service public »)). Ceci étant, EDF ne peut assurer que de tels mécanismes (CSPE, TURP, tarif intégré) permettront une compensation intégrale des surcoûts encourus. EDF ne peut pas non plus garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause.

Si l'un de ces évènements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe et ses résultats.

Les activités du Groupe nécessitent de nombreuses autorisations administratives qui peuvent être difficiles à obtenir ou dont les conditions d'obtention peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif ; certaines activités font l'objet d'une fiscalité particulière.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe, production, transport, distribution, sont sujets à de nombreuses autorisations administratives, tant au niveau local que national, et en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique et les conditions qui y sont attachées ne sont pas toujours immuables ou prévisibles. Le Groupe EDF pourrait donc avoir à dépenser des sommes significatives pour se conformer aux exigences liées à l'obtention ou au renouvellement de ces autorisations (par exemple les coûts

de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations, pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la profitabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir investi des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi renoncer ou se retirer d'un projet, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité ou son développement.

Certaines activités du Groupe, par exemple la production nucléaire et hydraulique en France, sont soumises à une fiscalité particulière, qui pourrait s'alourdir. Ceci aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport ou de distribution dans le cadre d'octroi de concessions de droit public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de droit public.

Ainsi, en France, EDF n'est pas propriétaire des réseaux de distribution mais elle les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 6.2.2.2.2 (« Concessions »)). Il résulte de la loi du 8 avril 1946 et de la loi du 10 février 2000 que seule EDF peut être désignée comme gestionnaire de leur réseau de distribution par les collectivités locales, à l'exception des réseaux exploités sous le régime des ELD. Ainsi, lors du renouvellement du contrat de concession, EDF ne peut pas être mise en concurrence avec d'autres acteurs. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative, ou ne seront pas remises en cause par la Cour de Justice des Communautés Européennes ou considérées comme contraires au droit européen. Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait être obtenu à des conditions économiques dégradées pour EDF.

En France, RTE-EDF Transport est gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession, en cours d'élaboration, qui doit être approuvé par décret en Conseil d'Etat (voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)). Le Groupe ne peut garantir que ce cahier des charges n'évoluera pas dans le futur pour contenir des obligations plus contraignantes pour le RTE, notamment de nature financière, que celles actuellement applicables.

Les ouvrages de production hydraulique de 4,5 MW et plus sont également exploités dans le cadre de concessions accordées par l'Etat. Le renouvellement de chacune de ces concessions doit dorénavant faire l'objet d'une mise en concurrence et le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). Le Groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement ou qu'un tel renouvellement ne se fera pas dans des conditions économiques dégradées, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe exerce ses activités également dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent (notamment Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Argentine et Brésil). En fonction du contexte propre à chaque pays, ces concessions pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur ou alors à des conditions économiques dégradées, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et sanitaire, qui sont des sources de coûts et peuvent engager la responsabilité du Groupe.

Les activités du Groupe sont soumises à des règles en matière de protection de l'environnement et de santé publique de plus en plus nombreuses et contraignantes. Ces règles concernent les activités industrielles du Groupe — production, transport et distribution d'énergie ainsi que les activités de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques, qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement et d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, et des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir section 6.5.6 (« Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

En France, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique votée par l'Assemblée Nationale et le Sénat le 23 juin 2005 (voir section 6.5.3.2 (« Législation française »)) contient certaines dispositions en matière d'économie d'énergie. L'objectif est en effet de diminuer l'intensité énergétique finale de 2 % par an en moyenne d'ici 2015. Afin d'atteindre cet objectif, il est prévu d'imposer aux fournisseurs d'électricité, de gaz et de fioul domestique, soit de promouvoir des économies d'énergie chez leurs clients, soit d'acquérir des certificats d'économie d'énergie (les « certificats blancs »), soit de payer des pénalités. C'est notamment dans ce cadre qu'EDF entend développer son offre de services de maîtrise de l'énergie. Concernant les certificats blancs, il est prévu d'instituer un mécanisme de marché de certificats d'économies d'énergie qui pourrait notamment conduire le Groupe à devoir acquérir de tels certificats si les économies d'énergie sont insuffisantes. La loi votée le 23 juin 2005 prévoit la prise en compte dans les évolutions tarifaires des coûts liés à l'accomplissement des obligations s'attachant aux ventes à des clients qui bénéficient de tarifs de vente d'énergie réglementés. Cette prise en compte ne peut donner lieu à subventions croisées entre les clients éligibles et les clients non éligibles. Toutefois, les modalités de mise en oeuvre de cette loi doivent encore être précisées et pourraient avoir un impact financier négatif pour le Groupe.

Les réglementations relatives à la qualité de l'air et aux rejets des grandes installations de combustion pourraient se durcir. Notamment, la stratégie CAFE (« Clean Air for Europe ») élaborée par la Communauté Européenne fixe des objectifs très ambitieux en terme de réduction des principaux polluants dans l'air (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). L'adoption de cette stratégie au cours du premier semestre 2006 ouvrira le chantier de révision des directives « Qualité de l'air » et « Plafonds d'émission (NEC) ». Ces révisions conduiront très vraisemblablement à des contraintes environnementales supplémentaires, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la disponibilité, la compétitivité, le renouvellement ou le développement du parc de production thermique du Groupe.

Des investissements importants pourraient en outre être nécessaires pour le Groupe afin de se conformer à la mise en œuvre de la directive européenne établissant un système d'échange de Quotas de Gaz à Effet de Serre (« GES »). Des réglementations transposant la directive GES ont été adoptées ou sont en cours d'élaboration dans les pays européens. L'attribution de quotas de GES au Groupe, le dépassement par ce dernier des quotas d'émissions de CO_2 qui lui sont attribués et l'achat éventuel de quotas supplémentaires pourraient entraîner des dépenses supplémentaires importantes non prévues par le Groupe. Le risque concerne plus particulièrement les filiales et participations européennes d'EDF hors de France pour la période jusqu'en 2007, et l'ensemble des actifs du Groupe en Europe à partir de 2008 en raison des incertitudes liées à l'évolution de ces réglementations à compter de cette date. En outre, les différences entre les réglementations adoptées par les différents pays d'Europe pour l'allocation de quotas de GES pourraient engendrer des distorsions de concurrence au détriment du Groupe.

Par ailleurs, le projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques, dont les termes ont été adoptés en première lecture par le Sénat le 14 avril 2005, est toujours en cours de revue. Son passage à l'Assemblée Nationale est prévu courant mai 2006. En fonction de sa rédaction définitive, cette loi pourrait avoir un impact financier négatif pour EDF (voir section 6.5.6.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF »)).

D'autres réglementations actuelles et futures dans le domaine de l'environnement et de la santé pourraient également avoir un impact financier significatif pour le Groupe.

La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables, ou en réparation de violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient pas alors partie du Groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Les règles actuelles, et leurs évolutions à venir ont eu et devraient avoir pour résultat d'accroître le niveau de dépenses et d'investissements nécessaires pour respecter ces règles. Le Groupe pourrait même se trouver dans l'obligation de fermer certaines installations qui ne pourraient être mises en conformité avec les règles nouvelles. Par ailleurs, d'autres règles, plus contraignantes ou portant sur des domaines nouveaux, qui ne sont pas envisagées aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

La mise en œuvre de la stratégie gazière pourrait se heurter à des difficultés importantes.

Le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu majeur tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres duales gaz/électricité.

La demande de gaz en Europe est en croissance et les réserves non exploitées sont importantes dans le monde. Toutefois, les sources d'approvisionnement sont éloignées et les capacités de transport (par gazoduc ou par méthanier), de réception du GNL et de stockage sont encore limitées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives, mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockage, gazoduc, terminal gaz naturel liquéfié (« GNL »)) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe (y compris non contrôlées) en coordonnant et en connectant entre elles les positions du Groupe).

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera en mesure, à des conditions financières acceptables, soit d'accéder à ces actifs gaziers, soit de les acquérir ou de participer à leur développement, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées.

Un de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe. Ceci aurait un impact négatif sur ses activités et ses perspectives.

La mise en œuvre de la politique de développement du Groupe en matière de services énergétiques pourrait se heurter à des difficultés importantes.

Le Groupe entend développer et consolider son offre de services énergétiques pour accroître son chiffre d'affaires par client dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie en Europe.

Le Groupe met en œuvre cette politique de développement notamment au travers d'une participation minoritaire dans Dalkia France et paritaire dans Dalkia International (voir section 6.4.1.1.4 (« Le groupe Dalkia »)). Le développement de l'offre de services énergétiques du Groupe repose donc notamment sur la poursuite du fonctionnement satisfaisant du partenariat avec Véolia Environnement concernant Dalkia.

Par ailleurs, le marché des services énergétiques est un marché très compétitif et le Groupe ne peut garantir que son offre de services énergétiques continuera de se développer avec succès.

Si le Groupe n'est pas en mesure de mettre en oeuvre sa politique de développement dans les services énergétiques, cela pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats financiers et ses perspectives.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par l'insuffisance des interconnexions entre réseaux de transport aux frontières.

Ainsi que cela est indiqué à la section 6.3.1 (« Europe »), le développement d'un marché européen intégré de l'électricité souffre de l'insuffisance des interconnexions aux frontières. Cette situation a pour effet de limiter la capacité d'échange entre acteurs de pays différents et laisse subsister entre les différents pays des différences de prix qui n'existeraient pas dans un marché européen intégré efficient. Elle contribue à freiner l'émergence d'acteurs de taille européenne efficients car elle limite les possibilités de synergies entre les sociétés d'un même groupe situées de part et d'autre d'une frontière.

S'il existe actuellement plusieurs projets de développement d'interconnexions, leur construction est toutefois ralentie notamment par des considérations environnementales, financières, réglementaires et d'acceptabilité locale.

Même si le Groupe entend soutenir le développement des interconnexions, l'absence d'interconnexions suffisantes entre les pays où le Groupe est implanté ou leur développement trop lent pourrait limiter les synergies industrielles que le Groupe a pour objectif de réaliser entre ses différentes entités ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses activités et ses perspectives.

Des coupures de courant généralisées du système électrique en France ou sur un territoire desservi par une filiale du Groupe, pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, les résultats et l'image du Groupe.

L'Italie, la Grande-Bretagne, le Danemark, la Suède et une partie importante des Etats-Unis et du Canada ont connu des « black-outs » significatifs en 2003. En France, le dernier événement de ce type remonte à 1978. Les causes de ces « black-outs » sont diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation, ruptures en cascade plus difficiles à circonscrire dans un marché d'échanges frontaliers, problèmes d'interconnexion aux frontières, investissements insuffisants, difficulté à coordonner les acteurs dans un marché libéralisé.

Le Groupe pourrait être à l'origine d'un « black-out » ou se trouver impliqué dans un « black-out », même si l'événement l'ayant causé s'est produit sur un autre réseau ou est imputable à un autre acteur.

De telles ruptures d'alimentation auraient en premier lieu un impact sur le chiffre d'affaires du Groupe. Elles pourraient également avoir pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension du réseau et entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé par exemple de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles auraient enfin un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

Des catastrophes naturelles, variations climatiques significatives, ou tout évènement important dont l'ampleur est difficilement prévisible, pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe

En France, les tempêtes de décembre 1999 et la canicule de l'été 2003 ont entraîné des dépenses supplémentaires pour EDF respectivement d'environ 1,5 milliard d'euros et 320 millions d'euros. Outre ces événements, d'autres catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), d'autres variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (épidémie de grande ampleur, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe.

Le Groupe EDF, à partir du retour d'expérience de chacun de ces événements, met en œuvre les mesures qui permettent d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire. Ainsi, à la suite des tempêtes de décembre 1999, EDF a engagé un programme de sécurisation de ses réseaux de transport et de distribution. A la suite de la canicule de l'été 2003, EDF a élaboré un plan « Aléas climatiques » de façon à mieux anticiper et prévenir les conséquences de telles situations. Ces mesures peuvent également être coûteuses au-delà des frais de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

Par ailleurs, à la suite des tempêtes de décembre 1999, EDF a mis en place pour son réseau de distribution une couverture spécifique contre le risque tempêtes (voir section 4.1.3.3.2 (« Couverture tempêtes »)). Le Groupe ne peut pas garantir que ce programme de couverture spécifique sera toujours disponible ou que son coût ne deviendra pas plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui ou qu'il arrivera à maintenir une telle couverture. Hormis ce cas, les réseaux aériens du Groupe, y compris ceux du RTE, ne bénéficient d'aucune couverture « dommages aux biens ». En raison de l'absence de couverture, des dommages à ces réseaux aériens pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe ne peut garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, d'un aléa climatique ou de tout autre évènement, dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible, n'aura pas des conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

Risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité.

La consommation d'électricité et donc le volume d'électricité vendu par le Groupe dépendent notamment des conditions climatiques. Ainsi, par exemple, des hivers doux (moins de besoins de chauffage) ou des étés frais (moins de besoins de climatisation) ont pour conséquence de diminuer les besoins d'électricité. Les résultats intérimaires et annuels du Groupe peuvent ainsi être affectés par des variations climatiques importantes.

Les résultats d'exploitation du Groupe reflètent également le caractère saisonnier de la demande en électricité qui est traditionnellement plus élevée durant les mois plus froids et lorsque les nuits sont plus longues.

Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes.

Les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix technologiques qui pourraient être concurrencés par des technologies nouvelles qui s'avéreraient plus efficaces, plus rentables et encore plus sûres. L'utilisation de telles technologies par les concurrents du Groupe pourrait avoir pour effet de diminuer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose au travers de certaines de ses technologies, et donc avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers et ses perspectives.

La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail ne peut être exclue.

Bien que le Groupe mette tout en œuvre 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, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut, par principe, être exclu. Or, la survenance de tels évènements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe, et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui peuvent s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection »).

Concernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux, d'information et de protection décrites à la section 17.7 (« Santé et sécurité »). Pour une description des procédures en cours, voir section 20.6 (« Procédures judiciaires et d'arbitrages »).

Le Groupe est exposé aux risques des marchés de gros de l'énergie.

Le Groupe opère sur les marchés dérégulés de l'énergie (principalement en Europe) dans le cadre de ses activités de production, de commercialisation et de distribution. A 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 permis d'émissions de Co_2.

Le Groupe gère son exposition aux risques à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros et via des contrats long terme. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement et qui ne bénéficient pas de la longue expérience accumulée sur les marchés financiers. Ainsi, le manque de produits ou de liquidité peut limiter la capacité du Groupe à couvrir son exposition aux risques marchés énergies. Par ailleurs, ces marchés restent, pour la plupart, en partie cloisonnés par pays, en raison notamment de l'insuffisance des interconnexions. Ils peuvent ainsi connaître des fluctuations importantes et difficilement prévisibles de prix à la hausse ou à la baisse et de liquidité. Ces fluctuations peuvent avoir un impact aussi bien favorable que défavorable. Ainsi, sur les marchés de l'électricité, lors de la canicule de l'été 2003, le prix spot du MWh est monté à 2 000 euros sur la bourse d'Amsterdam à comparer au prix moyen d'environ 30 euros le MWh sur le reste de l'année 2003. Durant l'année 2005, le prix à terme pour une livraison en 2006 a varié en France de 33,25 € le MWh à 57,6 € le MWh.

Sur tous ces marchés, le Groupe peut être exposé à des évolutions brutales de cours, à une crise de liquidité, à la défaillance d'une contrepartie. La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique risques marchés énergies déployée par le Groupe (voir section 4.1.1.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que futures, forwards, swaps et options négociées sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale, notamment contre les fluctuations importantes des cours. La survenance d'un tel évènement pourrait avoir un impact négatif significatif sur ses résultats financiers.

Le Groupe est exposé aux variations de prix de l'uranium.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme pourvus de mécanismes de couverture contre les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe Areva, mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir sections 4.3 (« Facteur de dépendance ») et 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)). Les prix de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques. Si une évolution à la baisse de ces prix peut avoir un impact favorable sur le Groupe, ce dernier ne peut garantir que les mécanismes de protection en place dans ses contrats de fourniture, ni que sa politique de diversification lui permettra de se protéger complètement 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 long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix aussi favorables. Nonobstant la part modérée des coûts d'approvisionnement en uranium dans les coûts de production du nucléaire et le délai de plusieurs années entre l'achat de l'uranium et son utilisation en centrale, des variations brutales et importantes du prix de l'uranium pourraient avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe est exposé à des risques financiers.

De par ses activités, le Groupe EDF est exposé aux risques financiers :

- risque de taux d'intérêt pesant sur l'activité de financement trésorerie et la valeur des actifs ;
- risque de change lié à la détention de filiales opérant dans des devises autres que l'euro ou aux approvisionnements en devises notamment de combustibles et de matériels ;
- risque sur actions notamment lié aux titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire d'EDF SA ;
- risque de liquidité ;
- risque de contrepartie inhérent aux relations commerciales.

L'organisation et les principes de gestion de ces risques sont décrits à la section 4.1.1.3 (« Gestion et contrôle des risques marchés financiers ») et les mesures de ces risques sont exposées à la section 9.6 (« Gestion des risques financiers ») du présent Document de Référence. Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuation importante des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés d'actions.

4.2.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe

Le Groupe EDF est le premier exploitant nucléaire européen. L'électricité nucléaire représente plus de 80 % de sa production en France et la part du nucléaire dans le mix électrique d'EDF présente un atout compétitif important. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire est susceptible d'avoir des conséquences sur les activités, la productivité, la situation financière et les résultats du Groupe, comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie.

Un accident nucléaire grave intervenant dans un pays étranger pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Certaines centrales nucléaires dans le monde ne bénéficient pas du même niveau de sûreté, de surveillance et de protection que les centrales du Groupe. Quelles que soient les précautions prises à la conception ou à l'exploitation, un accident grave est toujours possible et pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les pouvoirs publics de durcir sensiblement les conditions d'exploitation des centrales, ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire. Il ne peut être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en dehors du contexte d'un accident. Ceci aurait un impact négatif significatif

sur le modèle économique, la stratégie, les activités, les résultats et la situation financière ainsi que les perspectives du Groupe.

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques substantiels de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant à des standards élevés pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par leur nature potentiellement risquées. Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de terre), de dysfonctionnements d'équipements ou de dysfonctionnements dans l'entreposage, la manutention, le transport, le traitement et le conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels évènements pourraient avoir des conséquences graves, notamment en raison de contaminations radioactives et d'irradiations de l'environnement, des personnes travaillant pour le Groupe et de la population, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens d'installations nucléaires, et les assurances associées, sont décrits aux sections 6.5.6.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») et 4.1.3.4.1 (« Responsabilité civile »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. En cas d'évènement causant un dommage, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi en France, indépendamment de la cause de l'évènement causant un 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 d'Amendement de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, actuellement en cours de ratification, prévoient un relèvement de ces plafonds. Le Groupe ne peut pas garantir également que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou que leur coût ne deviendra pas plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui, ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances.

Enfin, les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par un programme d'assurance (voir section 4.1.3.4.2 (« Assurances dommages aux installations nucléaires »)).

Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire d'EDF pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

L'activité nucléaire est soumise à une réglementation particulièrement détaillée et contraignante, qui pourrait se durcir.

L'activité nucléaire est soumise à une réglementation particulièrement détaillée et contraignante, avec un régime de surveillance et de réexamen périodique des autorisations d'exploitation, qui relève au premier chef de la sûreté nucléaire, de la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi de considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Cette réglementation peut faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir description du « paquet nucléaire » et du projet de loi sur la transparence et la sécurité en matière nucléaire à la section 6.5.6.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF »)). Un tel événement pourrait se traduire par une augmentation significative des coûts relatifs au parc nucléaire du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière.

Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre restreint d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre restreint d'acteurs.

Cette situation :

- limite la mise en concurrence entre fournisseurs,
- crée un risque d'exposition à la défaillance de l'un de ces fournisseurs.

Ceci pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe.

Risques liés au transport du combustible nucléaire.

Le transport de combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations anti-nucléaire par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de déchets) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même se trouver interrompues, notamment en cas d'accident. Dans ce cas, EDF devrait ralentir, voir interrompre, tout ou partie de la production sur les sites concernés qui pourraient ne plus être livrés en assemblages neufs, du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage des sites, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le parc nucléaire exploité par le Groupe est très standardisé. Dès lors, tout défaut de conception ou de fabrication sur une tranche doit être potentiellement corrigé sur les autres.

Le parc de centrales nucléaires exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Ceci représente pour le Groupe un avantage : cela lui permet de réaliser des économies d'échelle dans l'achat des équipements et l'ingénierie, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes, d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres.

Cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales. Le Groupe ne peut exclure qu'il soit un jour confronté à des réparations ou modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même qu'il survienne un évènement pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.

Un tel événement aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

EDF pourrait ne pas réussir à exploiter ses centrales nucléaires sur une durée de vie d'au moins 40 ans.

EDF estime qu'une durée de vie de 40 ans est aujourd'hui acquise d'un point de vue technique grâce aux actions et moyens mis en œuvre pour atteindre cet objectif. Les efforts en R&D restent soutenus et orientés sur les comportements à long terme des matériaux et la politique de maintenance s'adapte pour mieux prendre en compte le risque et la connaissance des phénomènes de vieillissement. Une exploitation sur une durée plus longue est même envisageable pour certaines centrales, à la lumière des prolongations de durée de vie d'ores et déjà accordées par les autorités compétentes aux Etats-Unis.

Toutefois, l'exploitation par EDF des tranches nucléaires sur une durée de 40 ans et au-delà reste soumise à l'accord des autorités de sûreté, en particulier lors des examens approfondis de sûreté de périodicité décennale. Le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu.

Or, une exploitation sur 40 ans est l'hypothèse retenue par le Groupe pour le calcul des incidences comptables liées à la durée de vie du parc nucléaire (dotations aux amortissements pour actifs immobilisés, provisions...). Si les autorités de sûreté optaient pour une fermeture de certaines tranches ou centrales avant 40 ans, cela rendrait nécessaire le remplacement plus rapide des capacités de production correspondantes par des investissements supplémentaires ou le recours à des achats d'électricité sur le marché. Il conviendrait de plus de revoir le plan d'amortissement pour réapprécier la durée résiduelle des centrales concernées. Ceci aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

La construction de l'EPR pourrait rencontrer des difficultés ou ne pas aboutir.

Le Groupe a engagé la réalisation de l'European Pressurised Reactor — EPR à Flamanville (voir section 6.2.1.1.3.6 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire »)) en vue de renouveler son parc nucléaire. Toutefois :

- Le Groupe pourrait ne pas obtenir les autorisations nécessaires préalables au démarrage de la construction et à la mise en service de l'EPR.
- S'agissant d'un réacteur « tête de série », des difficultés techniques ou autres actuellement non prévues pourraient survenir lors de son développement, sa construction et le début de son exploitation. Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction de l'EPR et sa mise en service, renchérir son coût global ou affecter ses performances.

Le programme EPR pour le renouvellement du parc de production est stratégique pour le futur du Groupe. Tout événement entraînant un retard ou un blocage de l'engagement ou affectant la construction de la « tête de série » EPR ou des tranches suivantes aurait donc un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Le Groupe reste responsable de l'ensemble des déchets nucléaires issus de ses centrales, et notamment des déchets à très haute activité et à vie longue issus des combustibles irradiés.

Le cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »). En France, ainsi qu'il est indiqué dans ce paragraphe, en tant qu'exploitant et producteur des déchets, EDF est responsable des combustibles irradiés depuis leur sortie de centrale, lors des opérations de retraitement et durant la gestion à long terme des déchets, et assume cette responsabilité conformément aux orientations définies avec les pouvoirs publics et sous leur contrôle.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur au sens de la législation sur les déchets, en cas d'accident et en cas de dommage aux tiers ou à l'environnement liés à ces combustibles même s'ils sont manipulés, transportés, détenus ou stockés par d'autres intervenants qu'EDF (en particulier groupe Areva, ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers. Dans le cas où EDF serait reconnue responsable pour des dommages causés aux tiers et/ou à l'environnement, le régime spécifique de responsabilité civile sans faute de l'exploitant nucléaire trouverait à s'appliquer, dans la limite des plafonds prévus par ce régime (voir section 6.5.6.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »).

En France, la gestion à long terme des déchets fait l'objet de divers travaux dans le cadre de la loi Bataille et d'une loi devant être adoptée en 2006 (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »). Le Groupe ne peut garantir qu'une solution définitive sera adoptée par les pouvoirs publics à cette date, ce qui continuera à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, de la responsabilité et des coûts qui en résultent pour EDF. Inversement, si une décision est prise, le Groupe ne peut garantir que celle-ci ira dans le sens de ses intérêts, notamment financiers.

La survenance de l'un de ces événements aurait un impact négatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de retraitement du combustible nucléaire et pour la gestion à long terme des déchets pourraient s'avérer insuffisantes.

Le Groupe a constitué des provisions pour les opérations de retraitement du combustible nucléaire (voir note 31.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord signé avec Areva en août 2004 qui couvre la période 2001-2007. Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période postérieure à 2007 pourrait s'avérer insuffisant si les conditions du renouvellement de ce contrat pour cette période se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2005 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets nucléaires (voir note 31.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005 et section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'Aval »)). EDF ne peut garantir que le coût final de la gestion à long terme des déchets ne sera pas supérieur aux provisions constituées dans ses comptes.

EnBW a également constitué des provisions pour couvrir ses engagements de long terme du nucléaire. Le Groupe ne peut garantir que le montant de ces provisions s'avérera suffisant.

L'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux

d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

L'insuffisance des provisions relatives aux engagements de long terme du nucléaire pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

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 aujourd'hui prévu.

La déconstruction du parc nucléaire d'EDF et d'EnBW est présentée aux sections 6.2.1.1.3.7 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») et 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité »). Compte tenu de la taille du parc nucléaire exploité par le Groupe, sa déconstruction représente un enjeu technique et financier très important.

Tout en ayant évalué les défis notamment techniques que représente la déconstruction (en particulier au travers de la déconstruction des centrales de première génération) et identifié les solutions à développer, le Groupe EDF n'a jamais déconstruit de centrales nucléaires similaires à celles actuellement en service. Le Groupe a constitué des provisions pour couvrir ses dépenses de déconstruction.

EnBW doit également déconstruire ses centrales et a constitué des provisions à cet effet.

Le Groupe ne peut garantir que les provisions ainsi constituées seront suffisantes ce qui dans ce cas aurait un impact négatif sur ses résultats financiers et sa situation financière.

Les actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets, dont le combustible, et déconstruction) pourraient s'avérer insuffisants.

Le montant total de ces actifs dédiés s'élevait, au 31 décembre 2005 à environ 3,3 milliards d'euros pour EDF (voir section 6.2.1.1.3.8 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements de long-terme : déchets issus de l'exploitation (dont le combustible) et déconstruction des centrales REP »)). Ces actifs étaient constitués progressivement, sur la base de l'estimation des dépenses que le Groupe aura à supporter et de leur échéancier.

EDF a décidé d'accélérer la constitution des actifs dédiés pour couvrir la totalité de l'assiette d'ici 2010 (voir section 6.2.1.1.3.8 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements de long-terme : déchets issus de l'exploitation (dont le combustible) et déconstruction des centrales REP »)).

Les actifs dédiés pourraient néanmoins s'avérer insuffisants le moment venu si les coûts réels étaient sensiblement différents ou si l'échéancier des dépenses de démantèlement ou de stockage était modifié, ce qui aurait un impact négatif significatif sur sa situation financière. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires, de niveau communautaire ou national, pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés.

Enfin, ces actifs sont constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes (voir section 6.2.1.1.3.8 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements de long-terme : déchets issus de l'exploitation (dont le combustible) et déconstruction des centrales REP »)). Le Groupe ne peut cependant garantir que les variations des cours des marchés financiers n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 9.6.4 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés ») pour une analyse de sensibilité).

4.2.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe

Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières pour EDF.

L'ouverture du marché a notamment pour conséquence une réorganisation majeure des structures mixtes au travers desquelles EDF et Gaz de France gèrent leurs ventes, leurs facturations, leurs services clientèle et leurs réseaux de distribution.

Cette réorganisation pourrait avoir des impacts sur le fonctionnement de ces activités, notamment :

- dans les relations avec les consommateurs résidentiels ou ceux n'ayant pas fait jouer leur éligibilité ;
- dans les rapports avec les clients éligibles ayant choisi un autre fournisseur qu'EDF et envers lesquels EDF, en qualité de distributeur, doit avoir un comportement neutre ;
- dans les rapports avec les collectivités locales dans le cadre des contrats de concession.

Elle pourrait par ailleurs générer des coûts importants liés notamment à l'adaptation des systèmes d'information et des organisations.

Enfin, la réglementation européenne prévoit la séparation juridique des activités de distribution au 1er juillet 2007. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

Par ailleurs, la filialisation du RTE-EDF Transport a été réalisée au cours de l'exercice 2005

EDF devra adapter ses compétences pour réussir l'ouverture totale à la concurrence le 1er juillet 2007.

La préparation de l'ouverture totale des marchés en juillet 2007 nécessite un redéploiement des compétences plus important que les adaptations nécessitées par l'ouverture du marché aux professionnels en juillet 2004. EDF devra en effet redéployer un nombre important de salariés d'EDF Gaz de France Distribution vers EDF Commerce en s'appuyant sur une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences. Le Groupe ne peut garantir qu'EDF sera en mesure de mener cette préparation et ce redéploiement avec succès, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Risques liés aux systèmes d'information.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples et très complexes (serveurs, réseaux, applications, base de données etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle. Une défaillance de l'un de ces systèmes pourrait avoir des conséquences défavorables significatives sur le Groupe. En particulier, si les systèmes d'information nécessaires à la mise

en oeuvre de l'ouverture des marchés en juillet 2007 n'étaient pas disponibles à temps ou étaient disponibles avec des performances insuffisantes, ceci pourrait avoir des conséquences négatives significatives pour EDF.

Enfin d'une façon générale, le Groupe ne peut garantir que la politique de renforcement des programmes de secours des systèmes d'information ne connaisse pas de difficultés techniques de déploiement ou/et des retards de mise en oeuvre, ce qui pourrait — en cas de sinistre majeur — avoir un impact négatif significatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

EDF est contrôlé par l'Etat en sa qualité d'actionnaire majoritaire.

En application de la Loi du 9 août 2004, l'Etat est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et notamment les résolutions devant être adoptées en assemblée générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du Conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts). Par ailleurs, la limite légale de dilution de la participation de l'Etat pourrait limiter la capacité d'EDF à recourir aux marchés de capitaux ou réaliser des opérations de croissance externe.

Une partie importante des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et Gaz de France ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion en place dans ces structures communes pour réaliser des gains de productivité.

A ce jour, environ 60 000 personnes (calcul en équivalent temps plein) employées par le Groupe appartiennent à des structures communes à EDF et Gaz de France (pour la quasi-totalité à la direction EDF Gaz de France Distribution). Un certain nombre de décisions (d'ordre individuel ou collectif) prises par ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur EDF, en particulier sur ses coûts salariaux. Par ailleurs, EDF et Gaz de France pourraient avoir des divergences d'intérêts concernant ces structures communes. De telles contraintes pourraient avoir un impact négatif sur le résultat et la situation financière du Groupe.

Le Groupe pourrait ne pas être en mesure de rationaliser son portefeuille de filiales et participations à l'étranger.

Le Groupe a procédé au cours des années récentes à des acquisitions à l'étranger. Par ailleurs, le Groupe entend poursuivre son développement et en particulier renforcer sa présence en Europe. Le Groupe poursuit la rationalisation de son portefeuille de filiales et participations, notamment en fonction de la pertinence de son modèle d'activités dans chaque zone (stratégie gaz, équilibre amont-aval, politique de commercialisation, etc.), au regard du retour d'expérience correspondant. Il met ainsi en place des programmes de réorganisation, d'accroissement de la rentabilité, de développement et de cessions.

Le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte externe rendant inadéquats les choix retenus ou rencontrer des difficultés de mise en œuvre de cette rationalisation de son portefeuille de filiales et participations ou il pourrait modifier sa stratégie. Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur différente de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes contractuelles financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques hors de France, ou bien ne pas être à même de réaliser les arbitrages financiers pertinents, du fait de contraintes financières fortes sur le court terme. Le Groupe pourrait enfin être amené à acquérir ou développer des actifs qui s'avéreraient finalement ne pas générer la rentabilité qu'il escomptait au départ. Ceci pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe ne détient pas de majorité de contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations considérées comme stratégiques ou doit partager le contrôle de ces entités avec d'autres actionnaires.

Ainsi que cela est décrit à la section 6.3.1.2.2 (« Détail de la participation d'EDF dans EnBW »), le Groupe EDF partage le contrôle d'EnBW avec OEW. Le Groupe EDF et OEW se sont notamment accordés sur la mise en oeuvre d'une politique commune de restructuration et de redressement financier d'EnBW. Ce contrôle commun est exercé dans le cadre d'un pacte d'actionnaires. Le Groupe ne peut pas néanmoins garantir qu'il pourra toujours s'entendre avec OEW sur la politique à mener au sein d'EnBW.

Il en est de même au sein d'Edison où les deux actionnaires, EDF d'une part, AEM Milano et ses partenaires d'autre part, ont le contrôle conjoint et dont les relations sont régies par un pacte d'actionnaires conclu le 12 mai 2005 (voir section 6.3.1.3.1.2 (« Participation actuelle d'EDF dans Edison »)). Par ailleurs, les avantages qui doivent résulter de l'opération de prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan, notamment au regard de la stratégie gazière du Groupe, dépendent en partie de la possibilité de combiner les activités d'Edison avec celles du Groupe d'une manière efficace et performante.

D'autres activités du Groupe sont, ou seront à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraires à ses intérêts pourraient être prises.

Ceci pourrait limiter la capacité du Groupe à réaliser les stratégies définies et avoir un impact négatif significatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

Les actionnaires de certaines des filiales et participations du Groupe disposent d'options de vente leur permettant de faire racheter leurs actions par le Groupe, lequel pourrait donc être contraint de racheter ces titres à un moment ou à des conditions défavorables.

La structure et les conditions des options de vente dont disposent notamment les actionnaires d'EnBW et d'EDF Energies Nouvelles sur le Groupe sont décrits aux sections 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW ») et 6.4.1.2.1.2 (« EDF Energies Nouvelles »).

Le Groupe pourrait être contraint, en cas d'exercice de ces options, d'acquérir les titres sous-jacents à des conditions de prix, dictées par les termes du contrat d'option, qui pourraient s'avérer supérieures à leur valeur de marché. Par ailleurs, le financement de ces acquisitions pourrait interférer avec d'autres dépenses d'acquisition ou d'investissement du Groupe, les retarder, ou obliger le Groupe à rechercher un financement à des conditions moins favorables. Ceci pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe pourrait se trouver contraint de lancer une offre publique d'acquisition sur des sociétés cotées dans lesquelles il détient une participation.

Le Groupe dispose de participations dans certaines sociétés cotées pour lesquelles la législation applicable peut contraindre, sous certaines conditions, toute personne dépassant certains seuils de détention du capital, à lancer une offre publique d'achat sur l'ensemble des titres de capital existants. Le Groupe pourrait ainsi se trouver contraint de lancer une telle offre à des conditions, notamment de prix, défavorables, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur sa situation financière.

Risques liés à la dimension internationale des activités du Groupe.

Certains investissements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans les pays pouvant connaître, ou ayant récemment connu, une période d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation juridique moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances affectant les activités du Groupe, mettent en place ou pourraient mettre en place des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, le secteur de l'électricité fait également l'objet d'une régulation parfois en forte évolution ou qui pourrait être influencée par des considérations politiques, sociales et autres, qui pourraient influer sur les activités ou la situation financière des filiales du Groupe et être ainsi contraires à ses intérêts. La survenance de l'un de ces évènements pourrait avoir un impact négatif sur les activités, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe a développé ou construit un portefeuille d'« *Independent Power Plants* » (« IPP ») dans différentes régions du monde et notamment au Mexique, au Brésil, au Vietnam, au Laos et en Chine, dans lequel il assure un ou plusieurs rôles (ingénierie, maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'œuvre, investisseur, exploitant). A ces différents titres, la responsabilité du Groupe peut se trouver engagée ou la performance financière du Groupe peut être affectée, notamment par une rentabilité économique des IPP inférieure à ses prévisions, par la remise en cause des contrats d'achats d'électricité long terme ou des clauses de « *pass-through* » lorsqu'elles existent ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

EDF devra aussi poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel et assurer le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

Une part importante de certains personnels d'EDF atteindra bientôt l'âge de la retraite. Ainsi, dans la production nucléaire et dans la maintenance des réseaux, environ 45 % des effectifs partiront à la retraite d'ici 2015. Même si cette situation constitue une opportunité d'adaptation des compétences du personnel d'EDF aux nouveaux enjeux du Groupe, le renouvellement de ces personnels nécessite d'anticiper le transfert des connaissances.

Le Groupe ne peut garantir qu'EDF sera en mesure de renouveler ces personnels et ces compétences en temps utile ou à des conditions satisfaisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur sa capacité de production, la qualité de son service et sa productivité.

Le Groupe EDF pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages du personnel.

En France, le financement du régime de retraites de la branche des IEG a fait l'objet d'une réforme inscrite dans la Loi du 9 août 2004 (voir section 17.8 (« Régime des retraites et régime complémentaire maladie ») et les notes 31.4.2 à 31.4.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005). Dans le cadre de cette réforme, restent à la charge d'EDF (et de ses filiales françaises Electricité de Strasbourg et TIRU qui relèvent du régime des IEG) :

- le financement des droits spécifiques (correspondant aux droits du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG correspondant aux prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun) passés (c'est à dire constitués au 31 décembre 2004) relatifs aux activités non régulées,
- le financement des droits spécifiques futurs (c'est à dire constitués depuis le 1er janvier 2005) relatifs à toutes les activités relevant de la branche des IEG.

Les engagements d'EDF S.A. pour les droits spécifiques passés relatifs aux activités non-régulées s'élèvent à 13 965 millions d'euros dans les comptes consolidés au 31 décembre 2004 (voir note 31.4.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005). Ces engagements ont été provisionnés dans les comptes consolidés de l'exercice 2004, conformément aux normes comptables IFRS (voir chapitre 9 et section 20.1). Concernant les droits spécifiques futurs, ils seront provisionnés au fur et à mesure de leur constitution.

Hors de France, les principaux engagements de retraite concernent EDF Energy et EnBW. Les fonds de pension constitués par EDF Energy ont été, sur la base de la dernière évaluation actuarielle au 31 mars 2004, estimés insuffisants à hauteur d'environ 370 millions de livres sterling. EDF Energy verse des contributions additionnelles visant à compenser ces insuffisances (voir section 6.3.1.1.3 (« Financements — retraites »)). Les engagements d'EnBW sont intégralement provisionnés.

Aux engagements au titre des retraites, s'ajoutent d'autres engagements pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi (avantages en nature énergie, indemnités de fin de carrière, complément exceptionnel de retraite, indemnités de secours immédiat) et pour avantages à long terme du personnel en activité (rentes accidents du travail et maladies professionnelles, médailles du travail, rentes d'invalidité, etc.) (voir notes 31.4.2 et 31.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005).

Les montants de ces engagements, les provisions constituées et, pour EDF Energy, les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds, sont calculés sur la base d'estimations qui reposent sur certaines hypothèses, notamment des hypothèses actuarielles et un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, ainsi que sur les 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 d'augmenter le montant des provisions correspondantes (et des contributions additionnelles pour EDF

Energy). Ceci pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les résultats financiers du Groupe.

Par ailleurs, en France, la Loi du 9 août 2004 instaure une solidarité entre les entreprises de la branche des IEG pour la part du financement des droits spécifiques qui leur incombe. En cas de défaillance d'une entreprise de la branche des IEG, EDF pourrait donc être amenée à financer une partie des obligations de cette entreprise. Ceci pourrait également avoir un impact négatif sur la situation financière et les résultats financiers du Groupe.

Le régime spécial d'assurance maladie des salariés et anciens salariés des IEG reste à sécuriser sur le moyen et le long terme.

Des négociations de branche se poursuivent et visent deux objectifs :

– préserver et sécuriser, pour les agents actifs et inactifs des industries électriques et gazières, le régime spécial de sécurité sociale en matière d'assurance maladie;

– améliorer la couverture maladie globale en la rendant comparable à celle assurée par les grands groupes français.

A défaut d'accord satisfaisant, les employeurs de la branche des IEG, dont EDF, pourraient se trouver en situation de devoir financer tout ou partie du déficit du régime ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe.

Le Groupe ne peut exclure une détérioration des relations sociales ou des perturbations sociales. Des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés de manière négative par des perturbations sociales.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière, notamment le Programme Altitude et le programme de cession de ses actifs non stratégiques.

Le Groupe ne peut garantir que ces programmes auront les résultats escomptés dans le calendrier prévu. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.

Les comptes consolidés d'EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005 ont été établis pour la première fois selon les normes comptables internationales applicables au 31 décembre 2005 telles qu'approuvées par l'Union européenne et selon les dispositions de la normes IFRS 1 « Première application des normes internationales » (voir note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005).

Ce référentiel évolue et de nouvelles normes ou interprétations sont actuellement en préparation par les organismes internationaux compétents. Le Groupe ne peut préjuger ni des évolutions possibles de ce référentiel ni de leurs impacts éventuels sur ses comptes.

4.2.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions

4.2.5.1 Volatilité significative du cours des actions

Les marchés boursiers ont connu ces dernières années d'importantes fluctuations qui n'ont pas toujours été en rapport avec les résultats des sociétés dont les actions sont négociées. De telles fluctuations de marchés pourraient affecter de manière significative le cours des actions EDF.

Le cours des actions EDF pourrait également être affecté de manière significative par de nombreux facteurs affectant le Groupe EDF, ses concurrents, ou les conditions économiques en général et le secteur de l'énergie en particulier.

4.2.5.2 Fluctuation du taux de change

Les actions EDF sont admises aux négociations uniquement en euros et tout paiement futur de dividendes sera réalisé en euros. La contre-valeur en devise du cours de l'action et de tout dividende versé à un actionnaire d'EDF pourrait être affectée de manière significative par une dépréciation de l'euro.

4.2.5.3 Risques liés aux futures cessions par l'Etat d'actions EDF

Au 30 janvier 2006, l'Etat détenait environ 87,3 % du capital d'EDF. Si l'Etat décide de réduire davantage sa participation dans le capital d'EDF, une telle cession par l'Etat ou la perception qu'une telle cession est imminente, pourrait affecter d'une manière négative le cours des actions EDF.

4.3. Facteur de dépendance

En 2005, EDF (hors RTE) s'adresse à 29 965 fournisseurs (33 841 en 2004). Les 5 premiers fournisseurs d'EDF représentent 12,7 % du montant commandé total d'EDF (hors RTE)[2] et les 18 premiers représentant 25 %.

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables. La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans le domaine de l'informatique et des télécommunications.

Le Groupe EDF a développé une compétence d'architecte ensemblier de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire. Cette compétence lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

[2] Hors achat de combustible.

Le Groupe EDF a des relations commerciales très importantes avec le groupe Areva, qui intervient lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire. Le groupe Areva intervient également dans le domaine de la construction, de l'équipement et de la maintenance du parc de production nucléaire.

Le groupe Areva est le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire. A cet égard, EDF estime être en situation d'interdépendance vis-à-vis d'Areva. Les relations entre EDF et le groupe Areva relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats le plus souvent pluriannuels actuellement en cours de renégociation dans le cadre de leur renouvellement. Les conditions commerciales des accords qu seraient ainsi renouvelés avec le groupe Areva pourraient se révéler moins favorables que les conditions actuellement applicables.

Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — A. L'Amont »)) : EDF s'appuie pour une part importante sur le groupe Areva, qui représentait en 2005 environ 80 % des achats d'EDF dans l'amont du cycle :

- Le groupe Areva fournit à EDF une part importante de ses besoins en uranium naturel. Toutefois, EDF mène actuellement une politique de diversification de ses sources d'approvisionnement, en vue d'équilibrer les parts de marché entre le groupe Areva et les autres fournisseurs ;
- En matière de conversion, la part prépondérante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comhurex du groupe Areva ;
- Dans le domaine de l'enrichissement, EDF s'appuie pour l'essentiel sur le groupe Areva, en particulier via les services d'enrichissement de son usine Georges Besse I, au titre, pour l'année 2006, d'un avenant au contrat initial dont le renouvellement est en cours de négociation. Ces négociations pour les années ultérieures sont menées sans contrainte de date. A défaut de conclusion, les prestations concernées sont assurées dans le cadre d'avenants reconduits annuellement. EDF achète également, dans des proportions moins importantes, des services d'enrichissement auprès d'autres fournisseurs utilisant déjà la technologie de l'ultracentrifugation (identique à celle de la future usine Georges Besse II) ;
- Dans la filière uranium de retraitement (URT), EDF s'appuie pour l'essentiel sur le groupe Areva ;
- Pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF s'appuie pour l'essentiel sur le groupe Areva. L'autre fournisseur est BNFL — Westinghouse.

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, voir section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'Aval »).

L'intégralité des opérations de retraitement, de conditionnement et de recyclage est effectuée dans l'usine du groupe Areva de La Hague. Ces opérations sont réalisées dans le cadre d'un protocole de 2001 conclu pour la période 2001-2015 et d'un accord de 2004 pour la période 2001-2007. Les conditions commerciales du renouvellement de cet accord sont en cours de négociation.

Dans le domaine du développement et de la maintenance des centrales

Le groupe Areva est le principal fournisseur du Groupe EDF. En particulier, le groupe Areva fournit les chaudières nucléaires et leurs pièces de rechange et une partie importante de la chaudronnerie, tuyauterie et robinetterie de l'îlot nucléaire. Ainsi, ces deux dernières années, le groupe Areva a facturé à EDF un montant annuel d'environ 610 millions d'euros (hors amont et aval du cycle du combustible). Depuis plusieurs années, une diversification a été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de gros composants (générateurs de vapeur en particulier).

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec le groupe Areva, en lançant la réalisation d'une tête de série.

De plus, pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques à flamme, EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom. Les produits et services fournis par Alstom à EDF sont particulièrement importants pour ce qui concerne la maintenance des groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires, ainsi que pour la maintenance de certains gros composants du parc thermique à flamme. EDF n'estime pas être en situation de dépendance vis-à-vis du groupe Alstom.

Enfin, le Groupe EDF estime ne pas être globalement en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

5 Informations concernant l'émetteur

5.1. Histoire et évolution de la société

Dans le présent Document de Référence, 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 tels que modifiés par l'Assemblée générale mixte en date du 14 février 2006.

5.1.1 Dénomination sociale et siège social

La dénomination de la Société est : « Electricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est fixé à Paris 8ème : 22-30, avenue de Wagram.

5.1.2 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 401 E.

5.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constituée, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un Etablissement Public Industriel et Commercial (« EPIC »).

EDF a été transformée 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 20 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

5.1.4 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 plus spécifiques telles que, notamment, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, la Loi du 9 août 2004 et par ses statuts.

5.1.5 Historique

Les éléments suivants présentent les grandes étapes du développement du Groupe :

EDF a été créée en 1946. Avant 1946, le secteur électrique s'était développé autour de nombreuses compagnies locales sur l'ensemble du territoire français. A la fin des années 30, coexistaient en effet environ 200 entreprises de production, une centaine pour le transport, 1 150 pour la distribution. Cette multitude de sociétés privées, auxquelles s'ajoutaient 250 régies locales, prenait en charge environ 20 000 concessions de distribution. De cet apparent émiettement se sont dégagés un certain nombre de grands groupes, soit dans la production, soit dans la distribution.

En 1946, les secteurs de l'électricité et du gaz sont nationalisés. La loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un EPIC et fonde le statut du personnel des Industries Electriques et Gazières (les « IEG »). La loi laisse toutefois subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (« DNN ou Entreprises locales de Distribution, ELD »).

Les années 1946-2000 sont celles du développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique au charbon puis au fioul et du parc hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et Serre-Ponçon en 1960. En 1963, à la suite de la décision du Gouvernement d'assurer l'indépendance énergétique de la France par l'énergie nucléaire, EDF met en service la première unité de production nucléaire de taille commerciale à Chinon (70 MW), première d'une série de six tranches de la filière Uranium Naturel Graphite Gaz (« UNGG ») dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par du nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière à Eau Pressurisée (« REP ») qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, 34 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, 20 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1994, puis palier N4 de 1 450 MW, quatre tranches mises en service en 2000 et 2002.

C'est à partir des années 90 qu'EDF s'implante de manière significative à l'étranger. En 1992 le Groupe prend une participation au capital de la société Edenor, société de distribution-commercialisation située en Argentine. Cette participation sera par la suite portée à 90 %. En mai 1996, EDF acquiert 11,34 % du capital de l'électricien brésilien Light, société de distribution-commercialisation située dans l'Etat de Rio de Janeiro. EDF détient 94,8 % du capital de cette société au 31 décembre 2004. En décembre 1998, EDF acquiert 100 % de London Electricity (devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2001, avec l'acquisition de 34,5 % d'EnBW et la montée au capital de l'italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, où London Electricity acquiert 100 % du capital de EPN Distribution plc et de Seeboard plc, deux sociétés de distribution

d'électricité situées respectivement dans l'Est et le Sud-Est de l'Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion des textes européens. En février 1999, les sites dont la consommation d'électricité dépasse 100 GWh/an, soit 20 % du marché, peuvent choisir leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité est ensuite progressivement abaissé. En mai 2000, c'est 30 % du marché qui est ainsi ouvert à la concurrence, puis 37 % en février 2003. En juillet 2004, l'ensemble du marché des professionnels, soit 69 % du marché total, est ouvert. En juillet 2007, l'ouverture sera réalisée à 100 % avec les résidentiels.

Parallèlement, les structures nécessaires au bon fonctionnement d'un marché concurrentiel sont mises en place. La Commission de régulation de l'électricité (devenue Commission de régulation de l'énergie — CRE) est créée en mai 2000. La même année, afin de garantir un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, EDF crée le Réseau de Transport d'Electricité (devenu, en 2005, filiale à 100 % d'EDF sous la dénomination « RTE-EDF Transport »), entité interne et indépendante en charge de gérer le réseau public de transport haute tension et très haute tension de l'électricité. Une réorganisation similaire de la distribution a lieu le 1er juillet 2004. En 2000, le Groupe forme, avec le spécialiste du négoce Louis Dreyfus, la société de négoce EDF Trading. Elle deviendra une filiale à 100 % en 2003. En 2001, Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la bourse française de l'électricité. En 2002, en contrepartie de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de fourniture d'électricité (Virtual Power Plants — VPP), pour faciliter l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le Groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie Nationale du Rhône à Suez.

Le 20 novembre 2004, en application de la Loi du 9 août 2004, EDF devient une société anonyme à Conseil d'administration.

Le 12 mai 2005, EDF et AEM Milan ont conclu des accords relatifs à leur décision de prise de contrôle conjointe d'Edison. Suite au lancement d'une offre publique le 4 octobre 2005, cette prise de contrôle conjointe a été finalisée le 26 octobre 2005, date de clôture de l'offre.

Enfin, EDF a été introduite en bourse au dernier semestre de l'année 2005. Cette opération a été effectuée par la mise à disposition du marché de 196 371 090 actions nouvelles émises par la Société et par la cession de plus de 34,5 millions de titres détenus par l'Etat auprès de salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales.

5.2. Investissements

Pour une description des principaux investissements réalisés par la Société au cours de la période 2005/2004, voir section 9.5.1.2 (« Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement ») du présent Document de Référence. Concernant la politique d'investissement du Groupe pour les exercices futurs, voir section 6.1.4 (« Politique d'investissement ») ci-après.

6 Aperçu des activités

Le Groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et l'un des électriciens leader en Europe. Avec une puissance installée de 130,8 GW (123,9 GW en Europe), il participe à la fourniture d'énergie et de services à plus de 40 millions de clients dans le monde (avec 36,7 millions de clients en Europe, dont plus de 28 millions en France). Les activités du Groupe EDF traduisent le choix d'un modèle équilibré entre opérations concurrentielles et régulées en France, et présence à l'international.

En 2005, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 51 051 millions d'euros, un résultat net part du Groupe de 3 242 millions d'euros et a dégagé un excédent brut d'exploitation de 13 010 millions d'euros.

6.1. Stratégie

6.1.1 Objectifs industriels et commerciaux en France

Le Groupe compte ainsi poursuivre sa stratégie d'acteur intégré reposant notamment sur un équilibre entre activités régulées (transport et distribution) et activités non régulées (production et commercialisation).

Pour les activités régulées, le Groupe entend être un opérateur exemplaire et transparent lors de la mise en œuvre de l'obligation de séparation juridique de la distribution au 1er juillet 2007. En outre, il compte poursuivre l'amélioration de son efficacité opérationnelle à travers des gains de productivité et soutenir sa politique d'investissements, notamment pour maintenir la qualité de ses services de transport et de distribution, qui se situe parmi les meilleures d'Europe et développer les interconnexions.

Pour les activités non régulées, dans un contexte d'ouverture totale du marché à l'horizon 2007, le Groupe privilégie une stratégie commerciale différenciée par segment de clientèle, destinée à préserver et accroître la valeur de son portefeuille clients. Celle-ci inclut le développement d'offres multi-services et multi-énergies (électricité et gaz), notamment pour la clientèle résidentielle, de manière à maîtriser la décroissance des parts de marché par un effet de fidélisation, ainsi que le développement de nouvelles prestations à plus forte valeur ajoutée. Cette stratégie s'appuie sur la marque EDF et sa déclinaison dans les offres selon les segments de clientèle.

En matière de production, EDF se fixe pour objectif de porter la durée d'exploitation moyenne des centrales nucléaires REP (« Réacteurs à Eau Pressurisée ») actuelles au-delà de 40 ans. Dans un contexte de relative croissance régulière du marché de l'électricité et de perspectives de prix de marché favorables, le Groupe entend poursuivre le renforcement de ses capacités à moyen terme au travers de la réactivation de centrales au fioul (capacité totale supplémentaire de 2 600 MW à l'horizon 2008) et le développement de turbines à combustion (capacité totale supplémentaire de 500 MW à l'horizon 2008-2009). EDF entend préserver son potentiel de production hydraulique à l'occasion du processus de renouvellement des concessions désormais ouvert à la concurrence. EDF a ainsi pour objectif d'obtenir le renouvellement des concessions qui présentent un enjeu pour l'équilibre de son parc de production. Le Groupe entend également contribuer au développement des autres énergies renouvelables.

Par ailleurs, EDF a décidé en mai 2006 d'engager la réalisation de la tête de série EPR, pour maîtriser cette filière le moment venu. EDF a pour objectif de permettre le remplacement de la majorité des tranches nucléaires actuelles par l'EPR à un rythme pouvant atteindre de 1 à 1,5 tranche par an au-delà de 2020, avec des travaux pouvant débuter à l'horizon 2015.

6.1.2 Objectifs industriels et commerciaux sur nos positions européennes

Au niveau européen, la part de marché du Groupe en électricité est aujourd'hui supérieure à 20 % (part de marché exprimée en TWh vendus dans l'Union Européenne — source : EDF) et l'ambition du Groupe est de valoriser et poursuivre l'intégration et le renforcement de ses positions existantes afin de stabiliser une part de marché en électricité à ce niveau à moyen terme. Le Groupe EDF entend ainsi mettre en œuvre l'intégration progressive de certaines activités (optimisation amont/aval, échanges de « meilleures pratiques », gaz et services) sur ses principaux marchés (France, Grande-Bretagne, Allemagne, Italie et Suisse).

En Grande-Bretagne, le Groupe poursuit l'intégration de ses acquisitions au sein de EDF Energy, dans un modèle d'activité verticalement intégré, avec pour objectif de :

- développer son portefeuille d'actifs de production pour améliorer l'équilibre amont/aval ;
- renforcer la marge production/commercialisation par une gestion plus intégrée ;
- exploiter et valoriser la base de clientèle par des efforts de fidélisation en veillant à la compétitivité des offres ;
- renforcer le pilotage de la performance pour dépasser les niveaux de gain de productivité approuvés lors de la dernière révision tarifaire.

En Allemagne, le Groupe souhaite poursuivre son développement sur le premier marché d'électricité en Europe, au travers de sa participation dans EnBW. La stratégie d'EnBW s'articule autour d'un triple objectif :

- consolider sa position sur son marché cœur (en Bade-Wurtemberg) à travers le renouvellement de son parc de production et la gestion des contrats de concessions arrivant à échéance ;
- poursuivre son développement tant en Allemagne que dans les pays à plus forte croissance d'Europe centrale, orientale et du sud-est ;

- mener à terme l'effort de restructuration entrepris, en termes de productivité grâce au programme TOPFIT et en termes de recentrage sur ses activités dans l'énergie.

En Italie, à travers sa participation dans Edison en partenariat avec AEM Milan, le Groupe compte prendre part à un marché offrant des opportunités de croissance aussi bien dans l'électricité que dans le gaz.

Edison envisage de renforcer ses capacités de production entre 2005 et 2011, passant ainsi de 10 GW à 14 GW (y compris la quote-part des capacités d'Edipower).

Sur le plan commercial, Edison ambitionne un développement significatif de ses ventes d'électricité et de gaz :

- aux grands clients industriels ;
- sur les autres segments de clientèle, via son partenariat avec AEM Milan et d'autres alliances, contribuant ainsi à la consolidation de sa position aval.

En Suisse, plaque tournante des échanges d'électricité européens, le Groupe EDF a participé à la restructuration capitalistique de Motor Columbus et de sa filiale Atel, dont il détenait déjà une participation au travers de Motor Columbus. Avec cette opération, le Groupe a consolidé sa position et pérennisé son rôle d'actionnaire industriel aux côtés de ses partenaires, participant ainsi à la création d'un pôle énergétique leader en Suisse occidentale. En outre, le Groupe EDF entend renforcer son accès aux capacités de production de pointe suisses, complémentaires au parc existant du groupe.

6.1.3 Développement

Développement dans le gaz

Le Groupe a pour ambition de devenir un acteur gazier reconnu en Europe, en renforçant son activité dans ce domaine avec un double objectif :

- consolider et sécuriser ses approvisionnements pour couvrir ses besoins en gaz sur ses différents marchés et se prémunir contre le risque prix, y compris en étudiant dès maintenant des projets dans le secteur amont ;
- fidéliser ses clients et accroître leur valeur individuelle par une offre multi-énergies.

Sur le marché français, EDF a pour objectif à moyen terme une position de numéro deux du secteur dans la vente de gaz naturel. Au niveau européen, le Groupe envisage de manipuler à moyen terme un volume global de gaz de plus de 40 Gm^3.

Développement géographique

Dans le cadre de la constitution progressive du marché européen de l'énergie et de la convergence des prix de l'électricité, le Groupe examine les opportunités de croissance sur les différents marchés proches en Europe.

Par ailleurs, en collaboration avec EnBW, le Groupe compte recentrer ses positions actuelles dans les pays d'Europe centrale et orientale (« PECO ») sur un noyau dur pérenne constituant une base de développement et participer aux programmes de privatisations attendus et au renouvellement/accroissement des parcs de production.

Hors d'Europe, le Groupe entend également valoriser ses compétences en matière d'ingénierie en participant à de nouveaux projets de développement de capacités de production à l'international sur la base de son savoir-faire, notamment en Chine ou dans la région du Grand Mekong (Viet-Nam, Laos et Thaïlande).

Développement dans les énergies renouvelables

Le Groupe entend également renforcer ses capacités de production dans l'éolien qui représente un marché en forte croissance et à rendement attractif, au travers de ses participations majoritaires ou non (notamment EDF Energies Nouvelles). Le Groupe compte atteindre, seul ou avec des partenaires, une puissance installée de l'ordre de 3 300 MW à l'horizon 2010.

Développement dans les services associés à l'énergie

Enfin, le Groupe envisage de développer ses activités dans les services associés à l'énergie avec pour objectif de proposer à l'ensemble de ses clients, en s'appuyant sur la notoriété de sa marque, des solutions élargies dans un contexte de marché marqué par la recherche de l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables, en développant une offre de solutions énergétiques adaptées à chaque segment de clientèle.

6.1.4 Politique d'investissement

Dans le cadre de son projet industriel, EDF entend investir 40 milliards d'euros d'ici à 2010, dont 26 milliards d'euros sur la période 2006-2008 (en raison de l'horizon pluriannuel de réalisation de certains investissements, ces 26 milliards d'euros correspondent à 30 milliards d'engagements).

Environ 18 milliards d'euros correspondent à des investissements de renouvellement et de croissance organique (sur la base du périmètre d'actifs existants, dont environ deux tiers en France et environ un tiers dans les filiales et participations internationales), et environ 8 milliards d'euros à des projets de développement et de croissance externe, essentiellement à l'international.

Les investissements de renouvellement et de croissance organique sont destinés à maintenir l'outil industriel, valoriser et renforcer la flexibilité du parc de production, développer les capacités au rythme du marché européen et rentabiliser les actifs de réseaux.

A titre indicatif, EDF envisage à ce jour pour ces investissements la répartition suivante, sur la période 2006-2008 :

- en France :
  - activités régulées : environ 66 % ;
  - activités non régulées : environ 34 %.

- pour les filiales et participations internationales :
  - Royaume-Uni : environ 45 % ;
  - Allemagne : environ 15 % ;
  - Italie : environ 15 % ;
  - autres : environ 25 % .

Les investissements de développement et de croissance externe visent, en particulier, à compléter de manière sélective et rentable les activités cœur du Groupe, notamment par le renforcement des activités dans le gaz, l'éolien et les services, prioritairement en Europe de l'Ouest.

Ces investissements seront réalisés selon une gouvernance stricte et des critères d'investissement rigoureux, privilégiant la création de valeur :

- le ratio valeur actuelle nette/investissement doit être supérieur à 10 % ;
- effet relutif sur le résultat net avant trois ans.

6.2. Présentation de l'activité du Groupe EDF en France

6.2.1 Opérations non régulées France

Les opérations non régulées d'EDF en France, activités en concurrence, comprennent la production et la commercialisation d'électricité. EDF met en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production-achats d'énergie et de combustibles) et aval (ventes en gros-commercialisation) pour garantir la fourniture à ses clients avec une meilleure maîtrise des risques liés aux aléas physiques et de marché dans une optique de maximisation de la marge brute.

6.2.1.1 Production d'électricité

EDF regroupe l'essentiel de ses activités de producteur d'électricité en France au sein de la Direction Production — Ingénierie qui dispose 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.

Au 31 décembre 2005, la Direction Production Ingénierie comptait 36 228 salariés. Elle est organisée autour des trois grands métiers de production que sont le nucléaire, l'hydraulique et le thermique.

Via son ingénierie, elle apporte ses compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe.

6.2.1.1.1 PRESENTATION GENERALE DU PARC DE PRODUCTION D'EDF

6.2.1.1.1.1 Composition et caractéristiques du parc installé

Avec une puissance installée totale de 98,8 GW au 31 décembre 2005, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 16 % de la puissance installée totale des principaux pays européens (les 22 pays membres de l'UCTE — *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* — qui comprennent notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne, et le Royaume-Uni). En 2005, la production du parc d'EDF a été de 493,9 TWh.

Le parc métropolitain se compose, au 31 décembre 2005, 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 et leurs auxiliaires) :
  - ces tranches sont réparties sur 19 sites ;
  - elles possèdent des puissances électriques variables : 34 tranches ont une puissance de 900 MW, 20 tranches ont une puissance de 1 300 MW et 4 tranches ont une puissance de près de 1 500 MW ;
  - elles ont une moyenne d'âge de 20 ans (de 4 à 28 ans).
- 30 tranches thermiques à flamme, dont 14 tranches au charbon, 7 tranches au fioul, 2 au gaz et 7 turbines à combustion ; ces tranches ont une moyenne d'âge d'environ de 30 ans ; à ces tranches viennent s'ajouter 12 tranches actuellement à l'arrêt incluant les quatre tranches au fioul mises sous « cocon » qu'EDF a décidé de réactiver d'ici 2008.
- Par rapport au 31 décembre 2004, 6 tranches au charbon et 3 tranches au fioul ont été, en 2005, mises en retrait définitif d'exploitation suite au Conseil d'Administration du 25 mai 2005.
- 447 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge d'environ 50 ans.

A cela viennent s'ajouter :

- 11 centrales thermiques diesel, 6 centrales hydrauliques et 19 turbines à combustion exploitées par EDF dans les DOM, en Corse et à St Pierre et Miquelon (voir section 6.2.2.3 (« Systèmes énergétiques insulaires ») ci-dessous) ;
- les capacités de production éoliennes d'EDF Energies Nouvelles (voir section 6.4.1.2.1.2 (« EDF Energies Nouvelles ») ci-dessous) et des usines d'incinération du Groupe TIRU (voir section 6.4.1.2.3.2 (« Groupe TIRU ») ci-dessous) ;
- 70 centrales hydrauliques détenues au travers de la filiale à 100 % SHEMA, représentant 60 MW de capacité installée en 2005 et 129 GWh de production en 2005.

6.2.1.1.1.2 Evolution du parc au cours des trois dernières années

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du parc installé au cours des trois dernières années :

	Au 31 décembre 2003		Au 31 décembre 2004		Au 31 décembre 2005	
Parc installé[1]	En MW	%	En MW	%	En MW	%
Nucléaire	63 130	63	63 130	63	63 130	64
Hydraulique [2]	20 597	20	20 419	20	20 360	21
Thermique [3]	17 500	17	17 577	17	15 320	15
Total	**101 227**	**100**	**101 126**	**100**	**98 810**	**100**

(1) Exprimé en MW de puissance couplée au réseau.
(2) Dont 369 MW en 2003, 370 MW en 2004 et 2005 en Corse et dans les DOM.
(3) Dont 1 370 MW en 2003 et 1 400 MW en 2004 et 2005 en Corse et dans les DOM.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la disponibilité du parc hors DOM et Corse au cours des trois dernières années (la disponibilité d'un parc étant définie comme la capacité de production historique d'un parc donné rapportée à sa capacité théorique maximale) :

(en %)	Au 31 décembre 2003	Au 31 décembre 2004	Au 31 décembre 2005
Nucléaire	82,7	82,8	83,4 %
Thermique	69,3	64,9	71,2 %
Hydraulique	91,7	92,3	92 %

Pour plus de précisions sur la disponibilité et l'évolution du parc EDF, voir la section 6.2.1.1.4.3 (« La performance du parc de production »).

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la production du parc installé d'EDF au cours des trois dernières années :

	Au 31 décembre 2003		Au 31 décembre 2004		Au 31 décembre 2005	
Production	En TWh	%	En TWh	%	En TWh	%
Nucléaire	420,7	86	427,1	87	429,2[4]	87
Hydraulique[1][3]	45,5	9	45,3	9	38,7	8
Thermique [2]	24,7	5	20,9	4	26	5
Total	**490,9**	**100**	**493,3**	**100**	**493,9**	**100**

(1) Dont 1,3 TWh en 2003 et 2004, 1,2 TWh en 2005 en Corse et dans les DOM.
(2) Dont 5,5 TWh en 2003 et 4,3 TWh en 2004 et 4,6 TWh en 2005 en Corse et dans les DOM.
(3) Production brute ne prenant pas en compte la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) (6,6 TWh en 2005).
(4) A partir de 2005, la production nucléaire est enregistrée aux bornes des comptages RTE alors qu'auparavant elle l'était aux bornes des comptages du producteur EDF, soit un écart de –0,9 TWh entre les deux.

6.2.1.1.2 ATOUTS DU PARC DE PRODUCTION

Avec une puissance installée totale de 98,8 GW en France au 31 décembre 2005, EDF détient le parc de production le plus important d'Europe. Ce parc offre les principaux atouts suivants :

- **De faibles coûts variables de production et une exposition limitée aux variations des prix des combustibles fossiles grâce aux parcs nucléaire et hydraulique.** En 2005, EDF a produit 494 TWh d'électricité en France dont l'origine était à 87 % nucléaire, à 8 % hydraulique, le solde (5 %) relevant essentiellement des centrales thermiques à flamme.
- **Un parc nucléaire bénéficiant d'avantages opérationnels importants. La standardisation du parc nucléaire et la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production permettent à EDF de bénéficier d'avantages compétitifs :** achats plus performants, mutualisation des dépenses grâce à la présence de plusieurs tranches par site, optimisation du volume de maintenance et réduction des frais généraux. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions lui permettant d'allonger la durée de vie de ses centrales et d'en augmenter le taux de disponibilité.
- **Une composition du parc permettant une allocation optimisée des moyens de production en fonction de la consommation.** Le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau, en raison de leurs coûts variables de production peu élevés, sont utilisés en production de base. Par une bonne gestion de la programmation des arrêts de tranche, la production d'origine nucléaire est saisonnalisée pour répondre en particulier aux besoins importants en période hivernale. L'hydraulique

modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique à flamme sont sollicités en production de « semi-base » et de « pointe ». 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.

- **Un atout environnemental et financier : le parc européen aux émissions de CO_2 les plus faibles parmi les grands électriciens européens.** Dans un contexte réglementaire de plus en plus contraignant, la part prépondérante du nucléaire et de l'hydraulique dans la production et l'utilisation du thermique à flamme en semi-base et pointe permettent aujourd'hui à EDF de limiter ses émissions de CO_2.

6.2.1.1.3 PRODUCTION NUCLEAIRE

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires constitue, au 31 décembre 2005, 87 % de sa production totale d'électricité. Les caractéristiques de ce parc sont détaillées ci-après.

6.2.1.1.3.1 Le parc nucléaire d'EDF

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux, ou paliers, de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW (CPO, CP1 et CP2[3]) composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) ;
- le palier 1 300 MW (P4 et P'4[3]) composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW), totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2005 ;
- le palier N4[3], le plus récent, composé de 4 tranches d'environ 1 500 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement réparties sur 19 sites et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2005.

Le tableau ci-dessous présente le parc nucléaire REP d'EDF de façon plus détaillée :

Centrale	N7 de tranche	Année de mise en service industriel	Palier
Bugey	2	1979	900 MW-CP0
Bugey	3	1979	900 MW-CP0
Bugey	4	1979	900 MW-CP0
Bugey	5	1980	900 MW-CP0
Fessenheim	1	1978	900 MW-CP0
Fessenheim	2	1978	900 MW-CP0
Blayais	1	1981	900 MW-CP1
Blayais	2	1983	900 MW-CP1
Blayais	3	1983	900 MW-CP1
Blayais	4	1983	900 MW-CP1
Dampierre	1	1980	900 MW-CP1
Dampierre	2	1981	900 MW-CP1
Dampierre	3	1981	900 MW-CP1
Dampierre	4	1981	900 MW-CP1
Gravelines	1	1980	900 MW-CP1
Gravelines	2	1980	900 MW-CP1
Gravelines	3	1981	900 MW-CP1
Gravelines	4	1981	900 MW-CP1
Gravelines	5	1985	900 MW-CP1
Gravelines	6	1985	900 MW-CP1
Tricastin	1	1980	900 MW-CP1
Tricastin	2	1980	900 MW-CP1
Tricastin	3	1981	900 MW-CP1
Tricastin	4	1981	900 MW-CP1
Chinon B	1	1984	900 MW-CP2
Chinon B	2	1984	900 MW-CP2
Chinon B	3	1987	900 MW-CP2
Chinon B	4	1988	900 MW-CP2

[3] Codification EDF des séries technologiques d'un palier :
- CP correspond à : « Contrats Programmes », nom donné à l'origine aux contrats passés pour le palier 900 MW ;
- P4 correspond à : « Pressurisé 4 boucles primaires » ; et
- N4 correspond à : « Nouveau 4 boucles primaires ».

Centrale	N7 de tranche	Année de mise en service industriel	Palier
Cruas	1	1984	900 MW-CP2
Cruas	2	1985	900 MW-CP2
Cruas	3	1984	900 MW-CP2
Cruas	4	1985	900 MW-CP2
St Laurent	1	1983	900 MW-CP2
St Laurent	2	1983	900 MW-CP2
Flamanville	1	1986	1 300 MW-P4
Flamanville	2	1987	1 300 MW-P4
Paluel	1	1985	1 300 MW-P4
Paluel	2	1985	1 300 MW-P4
Paluel	3	1986	1 300 MW-P4
Paluel	4	1986	1 300 MW-P4
St Alban	1	1986	1 300 MW-P4
St Alban	2	1987	1 300 MW-P4
Belleville	1	1988	1 300 MW-P'4
Belleville	2	1989	1 300 MW-P'4
Cattenom	1	1987	1 300 MW-P'4
Cattenom	2	1988	1 300 MW-P'4
Cattenom	3	1991	1 300 MW-P'4
Cattenom	4	1992	1 300 MW-P'4
Golfech	1	1991	1 300 MW-P'4
Golfech	2	1994	1 300 MW-P'4
Nogent	1	1988	1 300 MW-P'4
Nogent	2	1989	1 300 MW-P'4
Penly	1	1990	1 300 MW-P'4
Penly	2	1992	1 300 MW-P'4
Chooz B	1	2000	1 500 MW-N4
Chooz B	2	2000	1 500 MW-N4
Civaux	1	2002	1 500 MW-N4
Civaux	2	2002	1 500 MW-N4

La première tranche du palier 900 MW a été mise en service industriel à Fessenheim en 1978. La tranche la plus récente a été mise en service industriel à Civaux en 2002. Aujourd'hui, ce parc est fort d'un retour d'expérience équivalent à près de 1 200 années-réacteurs (somme arithmétique des années d'exploitation des centrales REP EDF). Le parc nucléaire d'EDF est arrivé à maturité, mais reste encore jeune, avec un âge moyen d'environ 20 ans pour une durée de vie technique estimée supérieure à 40 ans.

EDF est propriétaire de 50 % de Tihange en Belgique et détient des participations dans des centrales d'EnBW.

EDF est propriétaire non seulement des installations nucléaires, mais des sites eux-mêmes, ce qui présente un avantage pour le renouvellement du parc. En effet, EDF dispose déjà des emplacements nécessaires à la construction de nouvelles centrales.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont actuellement en cours de déconstruction.

Le parc nucléaire est exploité par la Division Production Nucléaire (« DPN »), qui compte 19 647 salariés à la fin 2005, à comparer, à périmètre d'activité identique, à 19 611 salariés fin 2004.

Contrats d'allocation de production

EDF a développé la 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. Ainsi, EDF compte, dans son parc, 4 centrales en participation (à hauteur de 1,4 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 (tête de série CP0) : EnBW (17,5 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Bugey 2-3 : Electricité de Laufenbourg en Suisse (17,5 %) ;
- Tricastin 1-4 (tête de série CP1) : Electrabel (12,5 %) ;
- Cattenom 1-2 (tête de série P'4 1 300 MW) : EnBW (5 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production, au niveau de chaque centrale concernée, est de mettre à disposition des partenaires — en contrepartie du règlement de leur quote-part des frais de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant le coût 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. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (3 têtes de série sont

concernées) et assument ceux de 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 (pour un total de 2 GW) permettant aux partenaires d'EDF de bénéficier d'une quote-part de production d'électricité adossée à un parc de centrales déterminé. Ces contrats concernent les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel et la société belge SPE (25 %).
- Cattenom 3-4 : Electricité de Laufenbourg en Suisse (7,8 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

6.2.1.1.3.2 Environnement, Sûreté, Radioprotection

A. Le respect de l'environnement

Des efforts importants sont entrepris en permanence par EDF afin de réduire le volume et l'impact des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2000, tout en étant déjà largement inférieur aux limites réglementaires, EDF a divisé par 30 les rejets liquides (hors tritium et carbone 14). Depuis, la réduction des rejets liquides se poursuit. Elle représente entre 2000 et 2005 plus de 40 %. Quant à l'exposition due aux rejets gazeux extrêmement dilués, elle est 1 000 fois inférieure à la limite réglementaire pour le public et plus de 2 000 fois inférieure à la radioactivité naturelle.

Sur le plan de la gestion des déchets d'exploitation (déchets « FAMA » de faible et moyenne activité), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires. Par ailleurs, l'évacuation des déchets de très faible activité (« TFA ») vers le centre de stockage des déchets à très faible activité (« CS-TFA ») de l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (l'« ANDRA »), qui a débuté en 2004, monte progressivement en charge avec près de 55 % de tonnes évacuées en plus en 2005 par rapport à 2004.

Pour une description du traitement des déchets nucléaires de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'Aval ») et 6.2.1.1.3.7 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») ci-dessous.

Dans le cadre de la démarche de certification ISO du Groupe (voir section 6.4.3.1 (« La politique de développement durable du Groupe ») ci-dessous), une démarche de certification ISO 14001 a été entreprise pour l'ensemble des unités de la Division Production Nucléaire. Depuis le 30 juin 2004, l'ensemble des unités de production sont certifiées.

B. Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire. Celle-ci fait l'objet de nombreux contrôles.

Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »), organisme de près de 400 personnes, placé sous l'autorité conjointe des ministres chargés de l'industrie, de l'environnement et de la santé. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (« DGSNR »). Ce contrôle externe est complété par la réalisation de contrôles internationaux. En outre, EDF réalise des contrôles internes, notamment par l'intermédiaire de l'Inspecteur Général pour la Sûreté 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 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 mais aussi sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques au travers de la formation et 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 près de 1 200 années 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 et assurer la veille technologique et la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Ainsi, EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. A titre d'exemple :

- EDF réalise tous les trois ans pour chaque centrale des Evaluations Globales de Sûreté qui se déroulent sur 3 semaines et impliquent environ 30 inspecteurs ;
- L'inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire, rattaché à et nommé par la Présidence d'EDF, 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.

EDF fait également l'objet des contrôles externes suivants :

- A l'échelon national :
  - Des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (environ 300 inspections par an) ;
  - Un processus de réexamen décennal de sûreté a également été mis en place depuis 1990. Il vise à renforcer la maîtrise de la conformité au référentiel de sûreté et à réévaluer ce dernier en fonction du retour d'expérience et des nouvelles connaissances acquises. Ce référentiel ainsi réévalué est ensuite stabilisé jusqu'au réexamen suivant. Les objectifs sont fixés par l'ASN (qui en contrôle le respect), EDF propose des solutions pour y répondre et les met en oeuvre après approbation de l'ASN. Le premier réexamen de sûreté a été engagé dans le cadre des deuxièmes Visites Décennales : le processus de réévaluation du référentiel de sûreté s'est terminé en 2004 pour le palier 900 MW, et il sera achevé courant 2006 pour le palier 1 300 MW. Le réexamen de sûreté associé aux troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW est en cours d'instruction avec l'ASN. Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de vie des centrales (voir section 6.2.1.1.3.7 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») ci-dessous).

Les contrôles, vérifications et modifications à réaliser sur les tranches en fonction du référentiel de sûreté réévalué sont effectués durant les Visites Décennales. A fin 2005, les deuxièmes visites Décénnales ont été réalisées sur 26 tranches du palier 900 MW.

- A 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'Energie Atomique), sont effectuées à la demande de l'ASN et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ; et
  - Les visites internationales « Peer Review » menées par le WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté et permettent également la diffusion de bonnes pratiques.

C. Mise en place d'un dispositif d'alerte

En cas de situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour permettre de limiter les conséquences sur l'environnement et les populations. Pour assurer la sécurité de l'installation et la protection des populations, le dispositif s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour le niveau national et le local : il s'agit du Plan d'Urgence Interne (« PUI »), élaboré par EDF, et du Plan Particulier d'Intervention (« PPI »), élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'Etat et EDF. Afin d'assurer une meilleure efficacité et donc une meilleure protection des populations, ces plans ont récemment évolué, notamment en matière de prise en compte du risque terroriste.

La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents, qui permettent d'assurer le bon fonctionnement de l'organisation de crise mais aussi d'améliorer son contenu, en clarifiant notamment les rôles et en validant l'ensemble des moyens matériels et humains sollicités. 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 impliquant EDF, la préfecture et les pouvoirs publics.

D. Echelle de classement des événements significatifs pour la sûreté (ESS)

Dans un souci de transparence, la France a mis en place dès 1987 une échelle de classement des événements significatifs, dont le principe a été repris au plan international au début des années 1990 (échelle INES — International Nuclear Event Scale). Elle est destinée à faciliter la perception de l'importance des incidents ou accidents survenant dans les installations nucléaires. Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance. Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés « d'écarts » ou encore nommés événements de niveau 0.

Depuis la mise en place de cette échelle, aucun événement de niveau 3 (Incident grave — très faible rejet à l'extérieur, et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) et au-delà n'a été déclaré sur le parc nucléaire français. Il y a depuis 2002 un événement de niveau 2 (Incident assorti de défaillances importantes des dispositions de sûreté et/ou contamination importante ou surexposition d'un travailleur) déclaré par an sur l'ensemble du parc nucléaire français, résultant seulement de défaillances des dispositions de sûreté (avant 2002, en moyenne 2 événements étaient recensés par an). La moyenne annuelle de déclaration d'événements de niveau 1 (Anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé pour cause de défaillance de matériel, d'erreur humaine ou d'insuffisances dans les procédures) par tranche se situe autour de un. Le nombre d'événements classés par an pour le parc nucléaire est donc de l'ordre de un par tranche.

En 2005 le nombre d'événements recensés de niveau 0 et plus est en moyenne de 9,5 par an et par tranche alors qu'il était stabilisé depuis plusieurs années entre sept et huit par tranche et par an. Néanmoins, le nombre moyen d'évènements recensés de niveau 1 et plus, est en diminution (0,76 événement par tranche et par an).

E. 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 2005, le résultat est de 0,78 homme-sieverts par réacteur et par an, résultat comparable aux valeurs moyennes enregistrées par des exploitants allemands, japonais ou américains pour des réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée.

En matière de dose individuelle de rayonnement, des progrès importants ont également été obtenus au cours des dix dernières années : depuis 2004, aucun intervenant EDF et externe n'a présenté une dose individuelle cumulée sur douze mois supérieure à la limite annuelle réglementaire de 20 millisieverts alors qu'ils étaient de 766 fin 1994. EDF poursuit ses efforts afin de continuer à baisser les doses individuelles de rayonnement au-delà de la limite réglementaire. Ainsi, en 2005, aucun intervenant EDF et prestataire n'a intégré une dosimétrie supérieure à 18 mSv sur 12 mois et entre 16 et 18 mSv, leur nombre a été réduit de moitié par rapport à 2004 (15 fin 2005 pour 34 fin 2004).

Pour les années à venir, le potentiel de progrès en matière de réduction des doses collectives et individuelles apparaît beaucoup plus limité, 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.

En matière de propreté radiologique, EDF envisage d'atteindre un niveau comparable aux meilleurs exploitants mondiaux, ce qui impose la poursuite du travail sur l'amélioration des comportements, ainsi que la réalisation d'investissements ciblés en termes d'aménagement des locaux ou de matériels.

L'amélioration continue des résultats en radioprotection, implique une élévation de la qualité de la culture de la radioprotection au même niveau que la culture de la sûreté. Cette ambition se traduit notamment par la volonté de renforcer les équipes de spécialistes de radioprotection sur le terrain en nombre et en compétences.

6.2.1.1.3.3 Les performances d'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement constitué par le combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation[4]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont abordés par ailleurs à la section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessous. EDF cherche à accroître, toutes choses égales par ailleurs, le volume de MWh produits et à diminuer les coûts d'exploitation hors combustible.

A. Cycle d'exploitation

Les centrales REP fonctionnent selon des cycles de 12 ou 18 mois puis s'arrêtent pour que soit remplacée une fraction du combustible chargé en cœur. La longueur de ces cycles dépend du taux d'irradiation maximal du combustible. La répartition du parc selon les deux cycles est actuellement la suivante :

- Cycle de 12 mois : les vingt-huit tranches CP1 et CP2 du palier 900 MW et les quatre tranches N4 jusqu'en 2007 ;
- Cycle de 18 mois : les six tranches CP0 du palier 900 MW et les 20 tranches du palier 1 300 MW, et à partir de 2007 les quatre tranches N4.

Ces deux durées de fonctionnement permettent en effet à EDF de suivre la forte saisonnalité de la demande (de 30 GW à plus de 80 GW) tout en tirant le meilleur parti du combustible en réacteur.

Un arrêt de centrale (« arrêt pour simple rechargement » — ASR) pendant lequel le rechargement du combustible est la seule opération réalisée, a actuellement une durée moyenne de 37 jours. Les centrales font également l'objet d'arrêts pouvant prendre les formes suivantes :

- la Visite Partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance dont la durée moyenne est de 55 jours et qui intervient en alternance avec l'ASR ;
- la Visite Décennale (« VD »), lors de laquelle un contrôle approfondi des principaux composants est réalisé par EDF, celle-ci étant d'une durée moyenne de 100 jours.

B. Production et disponibilité

Sur la période 1990-2005, la production moyenne annuelle des tranches françaises a progressé de plus de 30 % pour l'ensemble du parc, avec une augmentation nettement plus forte — de l'ordre de 40 % — pour le palier 1 300 MW (grâce notamment au passage à des cycles de 18 mois), que pour les tranches du palier 900 MW, qui ont néanmoins progressé de 15 %.

Le taux de production du parc nucléaire français (production annuelle réelle rapportée à la capacité de production théorique maximale) atteint 77,6 % en 2005. Les pertes de production qui s'élèvent donc à 22,4 % résultent pour l'essentiel :

- des facteurs d'indisponibilité technique (arrêts programmés, indisponibilités fortuites, période d'essais), qui représentent 16,6 %, et induisent un taux de disponibilité moyen (capacité de production réelle rapportée à la capacité de production théorique maximale ou Kd) du parc de 83,4 % en 2005 (ce taux est resté supérieur à 80 % au cours des 13 dernières années sauf en 1999 où il était de 79,3 %) ;
- des modulations de production nécessaires à l'équilibre offre/demande et à l'utilisation maximale du combustible en réacteur, et des contraintes externes (environnement, participation au services-système pour le réseau, climat, etc.) représentant un total de 5,8 %.

Entre 2004 et 2005, les pertes de production hors les indisponibilités techniques sont pratiquement identiques, alors que la part liée aux contraintes environnementales (0,8 % en 2005 pour 0,5 % en 2004) est en augmentation suite au déficit hydraulique important de 2005.

En 1998 et en 1999, des aléas génériques sur certains paliers du parc avaient conduit à une baisse temporaire de la disponibilité. Depuis lors, les performances techniques d'exploitation du parc nucléaire se sont régulièrement améliorées. Le taux de disponibilité des 54 tranches 900 et 1300 MW a progressé de plus de 4 points entre 1999 et 2005 grâce :

- à l'introduction des cycles de production de 18 mois sur le palier 1 300 MW et CP0 ;
- à la maîtrise des prolongations d'arrêts, qui représentent en moyenne environ 6,5 jours en 2005 contre 17 jours en 1999 ;
- aux réductions des durées des arrêts de tranche, à titre indicatif diminution de 4 jours en moyenne des ASR et VP entre 2001 et 2005.

En outre, le placement de ces arrêts dans l'année s'est adapté à la saisonnalité de la demande d'électricité. Sur la période d'hiver 2004-2005, seulement 2,5 arrêts étaient programmés (soit une indisponibilité de 2,5 GW) contre 5,5 arrêts sur l'hiver 2001-2002 (soit une indisponibilité de 6,8 GW). Aucune des 58 tranches du parc nucléaire n'était en arrêt programmée pour visite annuelle entre le 25 décembre 2005 et le 28 janvier 2006.

Les performances techniques d'exploitation du parc nucléaire peuvent encore progresser. Pour ce faire, des actions sont engagées, visant à :

- réduire les indisponibilités fortuites qui impactent le taux de disponibilité de 3 % en moyenne par an en cherchant à éliminer les causes de pannes récurrentes ;
- poursuivre la réduction de la durée des arrêts de tranche en améliorant l'organisation, en réduisant les volumes de maintenance sur les matériels qui ne touchent pas à la sûreté

[4] Les coûts d'exploitation se comprennent comme des coûts *cash* et se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris les 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 pas les investissements liés à la construction, les charges de déconstruction, ni les dotations aux amortissements et provisions.

nucléaire et en engageant avec l'ASN des discussions sur un certain nombre de sujets identifiés ;

- améliorer le rendement des tranches et l'utilisation du combustible.

L'objectif est d'atteindre en 2007 de manière durable un taux de disponibilité de 84 %, hors avaries particulières et sous condition d'aboutissement des discussions avec l'ASN.

Certains parcs nucléaires étrangers performants (Allemagne, Etats-Unis) affichent un taux de disponibilité de près de 90 % (source : CEA Elecnuc « les centrales nucléaires dans le monde »). Des raisons structurelles justifient des écarts :

- conception des installations (équipement qui permet de réaliser des opérations de maintenance tranche en fonctionnement, bâtiment englobant la piscine combustible et le réacteur et qui facilite les opérations de manutention du combustible...) ;
- exigences réglementaires applicables en France, notamment en matière de législation du travail, de sûreté nucléaire... ;
- différences en termes de modes de gestion (cycle de fonctionnement de 18 à 24 mois aux Etats-Unis) et de mode de sollicitation des tranches vis à vis du réseau (fonctionnement en base pour les parcs étrangers).

C. Standardisation du parc et économies d'échelle

Aujourd'hui, le premier atout du parc nucléaire d'EDF est d'être un parc standardisé, c'est-à-dire suivant le même concept et fondamentalement les mêmes principes technologiques, adaptés à la puissance du réacteur. La standardisation peut donc jouer sur l'ensemble du parc, quel que soit le niveau de puissance. Cette standardisation permet de mutualiser les ressources d'ingénierie d'exploitation et de maintenance, les achats, notamment de pièces de rechange et d'anticiper les défaillances des installations par l'analyse des incidents précurseurs, permettant une réduction des risques (malgré le risque d'aléa générique inhérent à un parc standardisé) et des gains économiques.

En outre, le parc nucléaire d'EDF bénéficie des économies d'échelle qui proviennent notamment de la construction de plusieurs tranches nucléaires sur un même site (dix sites à deux tranches, huit à quatre tranches et un à six, sur un total de dix-neuf sites) et de la mise en service de paliers de puissance unitaire croissante (900, 1300 puis 1500 MW).

6.2.1.1.3.4 Les prestataires du nucléaire

En tant qu'exploitant nucléaire (hors domaine combustible), EDF fait appel depuis plusieurs décennies à plus de 600 entreprises prestataires pour l'assister dans ses différentes missions.

Les grands groupes suivants sont en relation avec EDF, souvent à travers plusieurs de leurs filiales :

- Areva (Areva NP, Areva NC, Jeumont, Intercontrole, NNS) ;
- Suez (Endel) ;
- Alstom ;
- Vinci (Tunzini, Sidel, Freyssinet).

Ces trois derniers groupes interviennent notamment pour la fourniture du groupe turbo-alternateur, de travaux de génie civil, chaudronnerie, tuyauterie et automatismes électricité.

Parmi ces prestataires, le groupe Areva occupe une place prépondérante en intervenant dans la fourniture des principaux composants de l'îlot nucléaire (générateurs de vapeur par exemple) et dans les domaines de la maintenance nucléaire, des examens non destructifs, de la logistique nucléaire et de la déconstruction (pour le détail des relations contractuelles avec le groupe Areva, voir les développements figurant à la section 4.3 (« Facteur de dépendance »)). Ainsi, ces deux dernières années, le groupe Areva a facturé à EDF un montant annuel d'environ 610 millions d'euros (hors amont et aval du cycle du combustible).

EDF a également recours aux services de groupes tels que Veolia, Onet, Fives Lille, Cegelec, Eiffage, Bouygues, Amec Spie.

Début 2004, EDF a signé avec ses prestataires une « Charte de Progrès et de Développement Durable » qui l'engage dans les domaines suivants : sélection, formation, radioprotection, conditions de travail et surveillance. Cette charte, qui fait suite à celle de 1997, intègre notamment :

- la création des Commissions Inter-Entreprises sur la Sécurité et les Conditions de Travail (« CIESCT ») ;
- le décret du 31 mars 2003 concernant la protection des personnels (salariés EDF comme ceux des entreprises extérieures) contre les rayonnements ionisants qui fixe la limite légale à 20 mSv/12 mois à partir de 2005).

6.2.1.1.3.5 Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés

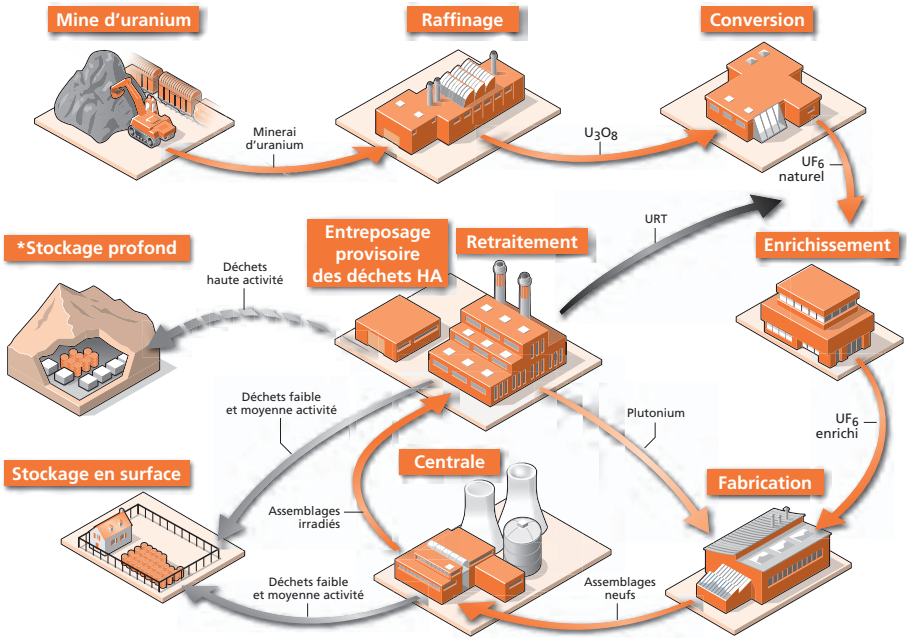
La production nucléaire française a représenté 429,2 TWh en 2005, ce qui correspond à un volume d'environ 1 200 tonnes de combustibles consommés (tonnes de métal lourd d'uranium et de plutonium) chaque année, dont environ 1 080 tonnes de combustibles UO_2 (uranium naturel fluoré puis enrichi), 100 tonnes de combustible MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 20 tonnes de combustible URT (uranium de retraitement).

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.

EDF organise la cohérence d'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires généralement au travers de contrats pluri-annuels. EDF assure quant à elle les opérations du cœur du cycle et acquiert l'essentiel des matières premières au stade de l'extraction du minerai, le reste étant acheté, sous forme de produits plus élaborés, au stade de la conversion ou de l'enrichissement. EDF est propriétaire et responsable du combustible durant toutes les étapes suivantes.

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes de ce cycle :



(*) En ce qui concerne le stockage profond des déchets de haute activité à vie longue, il est à noter que l'option définitivement retenue par la France concernant leur gestion sera, conformément aux termes de la loi « Bataille » de 1991, définie par une loi devant être adoptée au cours du second semestre 2006.

Le coût du combustible se décompose à hauteur d'environ deux tiers à l'amont et un tiers à l'aval. Au sein de l'amont du cycle, les matières premières (dont la conversion), l'enrichissement et la fabrication des combustibles représentent chacun environ un tiers du coût du combustible.

A. L'amont

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, et gère, dans une perspective de long terme, un portefeuille de contrats.

EDF s'appuie pour une part importante sur le groupe Areva qui représentait en 2005 environ 80 % des achats de l'amont du cycle (voir section 4.3 (« Facteur de dépendance »)). En parallèle, EDF développe une politique industrielle de diversification de ses fournisseurs, dans le sens d'une poursuite de la réduction des coûts dans la durée, dans un marché plus incertain, tout en préservant la sécurité d'approvisionnement. Cette démarche se traduit par des relations contractuelles avec les grands acteurs industriels de l'amont du cycle, de façon à pouvoir disposer d'options industrielles d'approvisionnement diversifiées.

L'approvisionnement en uranium naturel

La plus grande partie des approvisionnements en uranium d'EDF est assurée à long terme par des contrats (de 7 à 15 ans) déjà signés ou par des engagements réciproques devant être confirmés par des contrats définitifs. Cette politique d'achat à long terme contribue à la sécurité d'approvisionnement mais aussi à la couverture partielle du risque prix.

Une part importante des approvisionnements est assurée par Areva à partir de sources géographiques diverses, en particulier le Canada et le Niger. A la fin de l'année 2004, la politique de diversification menée par EDF l'a conduit à renforcer le recours à des fournisseurs autres qu'Areva, et à partir de zones géographiques à fort potentiel (en particulier Australie et CEI).

La conversion

Une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comhurex (groupe Areva), avec en complément les autres producteurs mondiaux, British Nuclear Fuel Limited en Grande-Bretagne, Cameco au Canada, Converdyn aux Etats-Unis.

La pérennisation de ce portefeuille passe par un cycle de négociations en cours. EDF estime que les enjeux liés à cette étape du cycle sont limités. En effet, les capacités industrielles actuelles couvrent les besoins mondiaux et par ailleurs le poids financier de l'étape de conversion est faible dans le coût du combustible.

L'enrichissement en Uranium 235

L'essentiel des services d'enrichissement achetés par EDF vient de l'usine Eurodif-Georges Besse I (groupe Areva) qui utilise la technologie dite de la diffusion gazeuse. Le groupe Areva a décidé de remplacer l'usine actuelle d'Eurodif au début de la prochaine décennie par une nouvelle installation (Georges Besse II) qui utilisera la technologie de l'ultracentrifugation plus modulaire et peu consommatrice d'électricité.

EDF et Areva déterminent actuellement les conditions dans lesquelles :

- EDF sera preneuse d'une partie de la production future de George Besse II ;
- la relation contractuelle relative à l'utilisation de George Besse I sera prolongée.

EDF achète des services d'enrichissement complémentaires auprès d'Urenco et Tenex qui utilisent d'ores et déjà la technologie de l'ultracentrifugation.

EDF suit avec attention les différents projets des enrichisseurs et l'évolution de leur position concurrentielle pour se placer au mieux sur le marché de l'enrichissement.

La filière uranium de retraitement — URT

Cette filière permet d'utiliser l'uranium encore faiblement enrichi issu du retraitement. Elle fournit actuellement une à deux recharges de combustible par an, qui sont chargées sur deux tranches de la centrale de Cruas. La quantité annuelle non actuellement utilisée est stockée sous forme stable de façon à pouvoir être utilisée ultérieurement, selon l'évolution du marché de l'uranium naturel. L'augmentation actuelle du prix de l'uranium naturel conduit EDF à examiner de façon vigilante l'intérêt économique, actuel et futur, de cette filière.

Fabrication des assemblages de combustibles

Les contrats avec les fabricants de combustibles sont conclus pour des durées de quatre à cinq ans pour l'ensemble des besoins et intègrent les évolutions de produits.

Le contrat conclu avec Areva NP (ex Framatome-ANP) en décembre 2002 couvre les produits UO_2, URE et MOX et assure la part prépondérante des besoins d'EDF. Pour le MOX, ce contrat a été conclu en application du protocole d'août 2001 avec Areva NC (ex Cogema) sur le retraitement .

L'autre fournisseur d'EDF pour les fournitures UO_2 est BNFL-Westinghouse.

Le renforcement de la compétitivité par l'amélioration du rendement énergétique des combustibles

EDF met en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire sur ses différents paliers. L'objectif est d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des tranches tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalisation de la demande selon les périodes de l'année. Le taux de combustion de l'UO_2 est passé de 33 GWj/t au début des années 80 à 45 GWj/t aujourd'hui.

B. L'aval

EDF assume sa responsabilité concernant le devenir et le traitement de ses combustibles usés et des déchets associés. Areva est en charge du retraitement et l'ANDRA, conformément aux orientations définies avec les pouvoirs publics et sous leur contrôle, est en charge des solutions de stockage.

La stratégie d'EDF, en accord avec l'Etat, actuellement retenue 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. Les options actuelles conduisent à retraiter environ 850 tonnes de combustible par an, sur environ 1 200 tonnes de combustibles consommées par an. Cette stratégie associée à l'amélioration des rendements du combustible (qui permet de réduire les quantités de combustibles usés pour une même énergie produite), permet de s'assurer, avec les flexibilités industrielles existantes, que les quantités de combustibles usés en attente restent cohérentes avec les capacités existantes des piscines d'entreposage.

1. Le retraitement des combustibles nucléaires d'EDF

Les combustibles usés en attente de retraitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans des conditions reconnues sûres sur des échelles de temps de plusieurs décennies. A l'issue d'une période de 15 ans environ après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO_2 usés sont traités à l'usine Areva NC (ex Cogema) de La Hague afin de séparer les produits réutilisables des déchets.

Les relations entre EDF et Areva NC (ex Cogema) relatives au transport, au retraitement, au conditionnement et au recyclage de déchets pour la période 2001-2015 ont été formalisées par un protocole signé en août 2001.

Ce protocole a notamment été mis en œuvre par un contrat en date du 24 août 2004, applicable pour la période 2001-2007. Ce contrat organise les activités de transport, de traitement et de conditionnement en vue du recyclage du combustible nucléaire usé issu des centrales d'EDF jusqu'à fin 2007, soit des opérations de retraitement allant jusqu'en 2015 environ. Il prévoit :

- La prise en charge et le transport des combustibles nucléaires usés depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de retraitement de La Hague ;
- La séparation des matières combustibles recyclables (uranium, plutonium) des déchets de haute activité pour 5 250 tonnes de combustibles usés, soit une moyenne de 850 tonnes par an à compter de la date de signature du protocole de 2001 ;
- Le conditionnement de ces déchets de haute activité ;
- L'entreposage des déchets conditionnés dans l'attente de leur évacuation vers un centre de stockage.

Par cet accord, EDF et Areva ont réaffirmé leur communauté d'analyse des perspectives de long terme pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, ainsi que leur volonté de partager et de maintenir une vision cohérente de l'utilisation des infrastructures industrielles existantes. EDF et Areva travaillent à la mise en place d'un accord pour la période post 2007.

2. 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 et MA (faible et moyenne activité). Ils sont dits à vie longue lorsque leur période dépasse 30 ans, à vie courte dans le cas contraire.

- Déchets de haute activité à vie longue (« HAVL »)

La loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991, dite « loi Bataille », a prévu des actions de recherche concernant les différentes options possibles de gestion des déchets de haute activité à vie longue. Cette loi a précisément identifié trois solutions concernant le devenir de ces combustibles usés :

- la séparation — transmutation (qui consiste à séparer les éléments radioactifs à vie longue et à les transmuter en éléments à vie plus courte) ;
- le stockage en couches géologiques profondes ;
- ou l'amélioration des procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée.

L'option retenue par la France concernant la gestion des déchets de haute activité à vie longue doit être définie par une loi devant être adoptée, conformément aux termes de la loi « Bataille » de 1991, au cours du second trimestre 2006. Cette question a fait l'objet d'un débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (« CNDP »). Le compte rendu du débat public établi par la Commission Particulière du Débat Public, ainsi que le bilan dressé par son président, ont été rendus public le 13 janvier 2006 (voir section 6.5.6.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires-les déchets radioactifs »).

Le projet de loi adopté en Conseil des Ministres le 22 mars 2006 indique notamment que : « *les recherches et études sur le stockage en couche géologique profonde seront poursuivies en vue de choisir et de concevoir un centre de stockage réversible en couche géologique profonde, de sorte que la demande d'autorisation [...] puisse être instruite en 2015 et le centre mis en exploitation en 2025* »

Dans l'attente de l'option retenue par la France en la matière, EDF a fait le choix de procéder au retraitement des combustibles usés et à la vitrification des déchets de haute activité issus de cette opération.

En effet, la vitrification des déchets HAVL permet d'assurer un conditionnement de très haute qualité, sous un volume réduit. L'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation du parc uranium naturel graphite gaz (« UNGG ») et à 40 années d'exploitation du parc REP, représentera un volume de 6 700 m^3.

- Déchets de moyenne activité à vie longue (« MAVL »)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines...) également issus du retraitement représentent des déchets de structure activés. A la différence des HAVL, ces déchets ne dégagent pas de chaleur et constituent des déchets MAVL. Ils sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. D'autres déchets MAVL sont produits par la recherche ou l'industrie du cycle du combustible. Leur volume, incluant les déchets issus de l'exploitation du parc uranium naturel graphite gaz et ceux issus de 40 années d'exploitation du parc REP, représentera environ 60 000 m^3 dont la moitié représente la part EDF. Ils se prêtent à un stockage plus rapide que les déchets HAVL, l'absence de dégagement de chaleur n'entraînant pas la nécessité d'un entreposage long pour refroidissement. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive à intervenir dans le cadre de la loi « Bataille ».

- Déchets de faible et très faible activité (« FA » et « TFA »)

Les déchets FA à vie courte proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, ...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube géré par l'ANDRA. Pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) tels les déchets radifères et les déchets de graphite, des stockages dédiés sont à l'étude (voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection — A le Respect de l'Environment ») ci-dessous).

Les déchets TFA sont des déchets dont la radioactivité est comparable à la radioactivité naturelle. Provenant principalement de la déconstruction des installations nucléaires, ce sont surtout des gravats de démolition (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.).

Un contrat a été conclu le 21 février 2005 entre EDF, Areva NC (ex Cogema), le CEA et l'ANDRA concernant la prise en charge par cette dernière des déchets TFA produits en vue de leur stockage sur le centre de Morvilliers pendant 30 ans à compter du 26 septembre 2003. Un protocole d'application a également été signé pour préciser les obligations des parties sur la période 2003-2008.

3. Prise en compte des charges futures concernant le retraitement et le stockage des déchets nucléaires

Le coût de stockage des déchets d'exploitation à vie courte peut être déterminé sur la base des contrats en cours avec l'ANDRA. Ces coûts constituent des charges constatées au fur et à mesure de la mise en stockage de ces déchets. En conséquence, elles ne font pas l'objet de provisions spécifiques dans les comptes du Groupe. En revanche, le coût de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales fait partie intégrante des provisions de déconstruction.

Les coûts de gestion future des déchets de moyenne et haute activité à vie longue issus du retraitement des combustibles usés font l'objet de provisions. Afin de dimensionner le montant des provisions assurant la couverture des charges futures relatives à leur gestion à long terme, EDF a retenu l'hypothèse d'un stockage géologique profond des déchets, en ligne avec le choix d'autres pays (Suède, Finlande, Belgique).

A l'initiative des pouvoirs publics, un groupe de travail réunissant les pouvoirs publics, l'ANDRA et les producteurs de déchets nucléaires (EDF, AREVA, CEA) a travaillé de juin 2004 au 1er semestre 2005 sur une réévaluation du coût d'un stockage géologique des déchets de moyenne et haute activité à vie longue, afin de disposer d'un référentiel commun et partagé. EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ces travaux, en s'assurant également de la cohérence avec les données internationales. Cette déclinaison prend en compte la part relative des déchets dont EDF est responsable et les volumes produits à la date de l'arrêté comptable (voir note 31.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005).

Les provisions pour l'aval du combustible nucléaire d'EDF en France s'élevaient, au 31 décembre 2005, à 13,9 milliards d'euros dont 10 milliards d'euros pour les opérations de retraitement (incluant les charges de déconstruction du site de la Hague) et 3,9 milliards d'euros pour les opérations de stockage des déchets issus du combustible nucléaire (voir notes 31.2.1 et 31.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005). Ces provisions font l'objet chaque année d'une dotation complémentaire qui correspond à la somme actualisée au taux nominal de 5 %, dont 2 % d'inflation, de l'intégralité des charges futures de l'aval du cycle (transport, retraitement et stockage) associées au combustible utilisé au cours de l'année, de charges de désactualisation et d'une reprise d'un montant égal aux prestations de l'aval du cycle réalisées dans l'année.

6.2.1.1.3.6 Préparation de l'avenir du parc nucléaire

EDF estime que le nucléaire constitue à ce jour une réponse durable et économiquement efficace aux besoins énergétiques futurs, dans un contexte d'épuisement des ressources où les réserves mondiales prouvées d'énergies fossiles sont limitées, sur la base de la consommation actuelle, à environ 40 ans pour le

pétrole, 70 ans pour le gaz naturel et 200 à 300 ans pour le charbon (AIE — *World Energy Outlook 2004*).

L'utilisation des réserves d'uranium porterait ces réserves énergétiques à plusieurs milliers d'années. Par ailleurs, l'énergie nucléaire présente l'avantage de ne pas émettre de gaz à effet de serre.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique votée par l'Assemblée Nationale et le Sénat le 23 juin 2005 (voir section 6.5.6.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF ») ci-dessous), prévoit l'engagement rapide d'un réacteur EPR en France, confirmant le maintien de l'option nucléaire. Pour EDF, la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur deux axes stratégiques :

- l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires au delà de 40 ans ;
- la préparation de leur renouvellement, avec le développement d'une tranche EPR tête de série.

Ces deux aspects de la préparation de l'avenir du parc nucléaire sont complémentaires :

- Au delà des enjeux économiques liés à la durée d'exploitation des tranches actuelles, l'objectif d'EDF de prolonger la durée de vie de ses centrales au delà de 40 ans (en différenciant les objectifs selon les paliers) lui permettra d'optimiser le rythme de renouvellement du parc et de lisser les coûts associés. EDF entend étaler au moins sur 20 ans le renouvellement de son parc.
- La réalisation d'une tête de série EPR permettra de disposer d'une solution fiable et éprouvée à l'horizon du renouvellement et renforcera les capacités industrielles qui favoriseront l'exploitation du parc actuel, dans la durée, en améliorant continûment son niveau de sûreté.

A. Durée de vie du parc REP d'EDF

Les études d'EDF ont montré qu'une durée de vie de 40 ans était techniquement acquise pour les tranches existantes, sans qu'EDF puisse préjuger de l'accord formel, centrale par centrale, de l'Autorité de Sûreté Nucléaire. En mobilisant sa R&D et en adaptant sa politique de maintenance, EDF se fixe pour objectif d'accroître la durée de vie de ses tranches nucléaires au delà de 40 ans.

Les efforts en recherche et développement et les avancées techniques rendent envisageable l'utilisation des centrales pour une durée supérieure à 40 ans (notamment pour la cuve du réacteur et les enceintes de confinement, considérées comme non remplaçables). Aux Etats-Unis, les licences d'exploitation de nombreuses centrales ont d'ailleurs déjà été étendues de 40 à 60 ans : fin mars 2006, 39 licences avaient ainsi été prolongées (dont 31 pour des réacteurs à eau pressurisée) et 12 étaient en cours d'instruction. (source : site internet *US Nuclear Regulatory Commission*). En Suède, le processus a également été entamé.

Aucun texte législatif ou réglementaire ne limite a priori la durée d'exploitation des centrales au-delà de 40 ans. Néanmoins, l'autorisation de fonctionnement d'une centrale doit être validée par l'ASN tous les 10 ans à l'occasion du réexamen de sûreté effectué par cette autorité.

B. L'European Pressurised Reactor (« EPR ») et les enjeux associés

1. EPR : un enjeu industriel majeur

Dans l'attente de la mise au point industrielle des réacteurs de nouvelle génération (4ème génération : réacteurs rapides à sodium, réacteurs à haute température à gaz, réacteurs rapides refroidis au plomb-bismuth...) qui n'apparaîtront pas de façon industrielle sur le marché avant les années 2040, la plupart des grands pays ou constructeurs nucléaires mettent au point des réacteurs de génération intermédiaire (génération 3+) qui constituent une amélioration (en matière de coût et de sûreté) par rapport aux réacteurs actuels et qui seront disponibles sur le marché à plus court terme, tels que l'AES 92 russe, l'AP 1 000 de Westinghouse et l'ESBWR de General Electric (tous les deux en cours de certification aux Etats-Unis) et l'EPR.

EDF a fait le choix de s'appuyer sur la technologie EPR pour préparer le renouvellement de son parc nucléaire en exploitation. Ce réacteur est issu de l'expérience conjointe de l'exploitation des deux plus grands parcs nucléaires européens — les parcs français et allemand — et son référentiel de sûreté a été examiné par les autorités de sûreté allemande et française.

Dans le contexte de renouvellement du parc de production européen, EDF souhaite conserver l'avantage comparatif qu'elle a su bâtir dans les années 1970 et 1980, avec le développement d'un parc nucléaire standardisé et industriellement maîtrisé.

Les décisions de renouvellement du parc nucléaire d'EDF interviendront à l'horizon 2015 pour des mises en service après 2020, notamment au regard des perspectives d'allongement de la durée de vie du parc existant.

Ainsi, EDF a décidé d'engager dès à présent, en tant qu'architecte ensemblier, la réalisation d'une tête de série EPR en France, avec le projet de Flamanville 3, afin d'être prêt au plan industriel à l'horizon du renouvellement de son parc :

- en maîtrisant un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- en disposant d'une organisation industrielle opérationnelle, mise en œuvre lors de la construction du premier modèle ;
- en ayant acquis l'expérience d'exploitation suffisante d'une tête de série, avant de mettre en chantier une éventuelle série.

Ce réacteur délivrera par ailleurs, à partir de sa mise en service en 2012, une énergie de base compétitive utile pour faire face aux évolutions de la demande.

2. Le projet industriel « EPR »

L'EPR est un réacteur d'environ 1 600 MW développé depuis le début des années 90 par Areva NP (Groupe Areva 66 % et Siemens 34 %), en partenariat avec EDF et les électriciens allemands qui ont participé au financement du développement et ont apporté le savoir-faire technique résultant de l'exploitation de leur parc nucléaire.

L'EPR appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée actuellement en service en France. Déjà analysé par les autorités de sûreté, il bénéficie des avancées technologiques et opérationnelles des réacteurs français et allemands les plus récents.

L'ampleur du projet industriel EPR répond ainsi à des objectifs ambitieux en matière de :

- sûreté ;
- protection de l'environnement ;
- performances techniques et économiques ;
- organisation optimisée de la maîtrise d'œuvre de cette tranche nucléaire.

La sûreté. Le développement du nouveau type de réacteur EPR est l'occasion pour EDF de renforcer encore la sûreté de son parc nucléaire en réduisant encore plus la probabilité d'occurrence d'un accident grave et en limitant encore plus les conséquences potentielles. Ces enjeux de sûreté ont été retenus dès la conception du réacteur afin de limiter au maximum les conséquences d'un tel accident.

La protection de l'environnement. Le projet EPR s'inscrit dans la démarche EDF d'acteur de la protection de l'environnement en améliorant sensiblement ses performances par rapport au parc actuel dans une logique de progrès continu bénéficiant du retour d'expérience.

Par rapport aux tranches 1 300 MW actuelles, le projet EPR a ainsi pour objectif de réduire :

- le volume de déchets radioactifs de 30 % (gain sur les quantités de matières irradiées en réacteur : uranium et déchets de structure) ;
- les rejets radioactifs liquides par MWh produit de 30 % (hors tritium et carbone 14) ;
- les rejets radioactifs gazeux par MWh produit de 30 à 40 % (hors carbone 14).

Au niveau de la radioprotection, la dose annuelle collective visée est deux fois moins importante que le résultat moyen actuel des tranches en exploitation en France.

Les performances techniques et économiques. Les objectifs de performance du projet EPR sont les suivants :

- obtenir une puissance thermique de 4 300 à 4 500 MW pour une puissance électrique nette d'environ 1 600 MW ;
- atteindre une disponibilité de 91 % grâce à certains principes de conception issus des réacteurs allemands qui permettent le fonctionnement des tranches tout en effectuant des opérations de maintenance ;
- utiliser au mieux le combustible (60 000 MW jour par tonne) ;
- atteindre une durée de vie technique de 60 ans.

En substitution au parc REP actuel, l'EPR devrait permettre de réaliser des économies sur les dépenses d'exploitation par kW et par kWh grâce à ses performances techniques et à l'effet de taille constaté aujourd'hui entre les paliers REP 900 et REP 1 300.

L'avancement du projet Flamanville 3 confirme les estimations de performances techniques et de périmètre des travaux. Le renchérissement des matières premières (notamment l'acier...) intervenu récemment se répercute toutefois dans les réponses aux appels d'offre et les devis prévisionnels. La mise à jour en monnaie et aux conditions économiques de 2005 conduit à réviser le coût complet[5] de la tête de série EPR, à 46 euros/ MWh (en euros 2005). Le coût de la tête de série comprend la totalité des frais d'études et de développement du palier EPR.

La maîtrise d'œuvre de la tête de série. Pour le renouvellement de son parc, EDF souhaite conserver la maîtrise directe :

- de la conception et du fonctionnement des centrales ;
- de l'organisation des projets de développements ;
- du planning de réalisation et du coût de construction ;
- des relations avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Cette maîtrise définit le rôle d'architecte ensemblier et correspond à la position adoptée par EDF lors du développement, de la rénovation ou de la déconstruction de ses actifs de production, et s'appuie sur ses compétences internes d'ingénierie.

La compétence d'ingénierie intégrée au Groupe EDF est par ailleurs un atout important pour la maîtrise, dans la durée, des performances et de la sûreté de ses actifs de production nucléaire, hydraulique et thermique.

3. État d'avancement du projet

Lancement d'une tranche nucléaire EPR. Le Conseil d'administration d'EDF du 22 juin 2004 a décidé d'engager le processus de construction d'une tranche nucléaire EPR en France. Le Conseil d'administration du 21 octobre 2004 a décidé que la tête de série EPR serait implantée à Flamanville.

Ce projet a fait l'objet d'un débat public organisé et animé par la Commission Particulière du Débat Public (CNDP) d'octobre 2005 à février 2006. Un débat public distinct mais coordonné avec celui relatif à l'EPR s'est aussi tenu sur le projet de construction de la ligne très haute tension associée. Au terme de ce débat qui n'a remis en cause ni les options techniques du projet, ni sa localisation, EDF a affiché sa volonté :

- en ce qui concerne le suivi du projet Flamanville 3, de conforter une politique de transparence et d'ouverture et de progresser encore dans l'accès à l'information ;
- en matière d'accompagnement du chantier, d'être présent aux côtés des acteurs locaux dans le développement du territoire.

Faisant suite à la publication, le 11 avril 2006, par le Président de la CNDP du rapport du débat public sur le projet de construction d'une tête de série EPR, le Conseil d'administration d'EDF du 4 mai 2006 a décidé d'engager la réalisation du réacteur EPR sur le site de Flamanville. Cette décision a été publiée au Journal Officiel. EDF a lancé la procédure de demande d'Autorisation de Création de l'installation nucléaire Flamanville 3 et poursuit les autres démarches nécessaires à sa construction et à son exploitation. L'objectif est un commencement des travaux de réalisation en 2007 et une mise en service industriel de ce réacteur en 2012.

[5] Somme actualisée des charges prévisionnelles exprimées en euros constants par MWh, incluant les coûts de construction, les intérêts intercalaires, les frais de déconstruction, les coûts d'exploitation et de maintenance, la fiscalité et les coûts des combustibles y compris les charges relatives à l'aval du cycle.

Etudes de réalisation. Les études de conception sont terminées. Les études de réalisation sont liées au choix des fournisseurs et ont débuté avec la décision d'engagement prise par le Conseil d'administration d'EDF le 22 juin 2004.

Concernant la chaudière nucléaire de la tête de série EPR, EDF a signé avec Areva NP (ex Framatome NP) en juillet 2005 un accord qui définit le périmètre de sa fourniture, son coût et l'ordonnancement des contrats qui permettront de la réaliser.

Les principaux appels d'offres relatifs au projet EPR ont été lancés (relatifs notamment au groupe turbo alternateur, au génie civil, au contrôle-commande opérationnel, etc...). Les dossiers de réponse sont en cours d'analyse. Les études ont débuté en 2004 et se poursuivront au cours de l'année 2006, les premiers approvisionnements des gros composants de la chaudière devraient avoir lieu courant 2006, et la réalisation devrait commencer à partir de 2007. La majeure partie des décaissements devrait intervenir entre 2007 et 2010.

Aux conditions économiques de 2005, le coût d'investissement de la tête de série EPR à Flamanville 3 est estimé à 3,3 milliards d'euros, en hausse par rapport à l'estimation initiale du fait du renchérissement des matières premières (notamment de l'acier).

Rapport de sûreté et autorisations. Une première version du Rapport Préliminaire de Sûreté a été transmise par EDF à l'ASN début 2004. L'instruction de ce rapport est en cours. EDF, lors du débat public, a signé une convention avec le Groupe Scientifique pour l'Information sur l'Energie Nucléaire (GSIEN) permettant à des experts indépendants l'accès à des études techniques extraites du rapport préliminaire de sûreté. EDF s'est aussi engagée lors du débat public à diffuser une version publique de ce rapport à l'été 2006.

Le décret d'autorisation de création est attendu pour le premier semestre 2007. Le programme d'ensemble des études prévoit qu'a minima 40 % des études seront réalisées à la date du premier béton de manière à minimiser les risques lors de la construction, celle-ci proprement dite devant durer environ 54 mois.

Partenariat industriel avec ENEL. Le développement de nouvelles capacités nucléaires est un enjeu contribuant à garantir la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique de l'Union Européenne.

Dans ce contexte, Enel souhaite développer ses compétences nucléaires et s'est à ce titre déclaré intéressé à participer au projet EPR, dans la tête de série Flamanville 3.

EDF et Enel ont en conséquence signé le 30 mai 2005 un *Memorandum of Understanding* qui définit les conditions d'un partenariat industriel pour le projet de tête de série EPR Flamanville 3 :

- Enel participera à hauteur de 12,5 % au projet Flamanville 3, contribuant à hauteur de sa participation aux coûts réels d'investissement (soit environ 410 millions d'euros), d'exploitation, d'approvisionnement et de traitement des combustibles ;
- Enel contribuera également à hauteur de sa participation aux coûts de déconstruction et de gestion à long terme des déchets nucléaires ;
- ces contributions donneront droit à Enel à 12,5 % de la production d'électricité de Flamanville 3, durant la durée de son exploitation, livrée en France sur le réseau de transport RTE.

EDF restera l'exploitant nucléaire, assumant en conséquence la responsabilité ultime nucléaire, et prendra, in fine, toutes les décisions relatives à la construction et à l'exploitation de Flamanville 3, dans le respect des droits d'Enel en tant que partenaire minoritaire associé à la gouvernance du projet.

Dans le but d'acquérir les compétences nucléaires souhaitées, un groupe d'ingénieurs d'Enel intégrera les équipes en charge de la construction du projet Flamanville 3. Dans le même but, certains ingénieurs d'Enel seront également détachés au sein des équipes d'ingénierie, de maintenance et d'exploitation du parc existant d'EDF.

Par ailleurs, si le programme EPR devait se poursuivre, Enel envisage la possibilité d'investir dans les cinq tranches EPR suivantes éventuellement réalisées en France par EDF, dans les mêmes conditions que pour la tête de série Flamanville. Enel dispose d'options en ce sens.

Au regard de l'intérêt manifesté par Enel dans le développement de centrales nucléaires de nouvelle génération en Europe et des options accordées par EDF sur les cinq EPR ultérieurs, Enel devra proposer prioritairement à EDF de participer, dans les mêmes conditions, aux nouvelles centrales nucléaires de technologie EPR qu'il développerait en Italie ou en Europe. Dans l'hypothèse où Enel n'aurait pas développé des projets EPR, EDF et Enel négocieront des alternatives dans d'autres technologies nucléaires.

Dans l'attente de la mise en service de Flamanville 3 et des éventuels cinq EPR suivants, Enel a, depuis le 1er janvier 2006, la possibilité d'acquérir progressivement un volume d'énergie sur la production du parc nucléaire existant d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.

Par ailleurs, dans le cadre de la relance du processus de cession des participations d'EDF (18,75 %) et Charbonnages de France (16,25 %) dans la SNET, Enel s'est déclaré intéressé à acquérir ces participations et a souhaité donc s'inscrire dans le cadre du processus compétitif de sélection de l'acquéreur qui devrait être mis en place.

En lien avec cette participation en capital, l'acquéreur devrait avoir la possibilité d'avoir un accès progressif anticipé à des moyens de production de semi-base détenus par EDF à concurrence de 35 % des capacités de la SNET, soit 700 MW, et ce jusqu'en 2009.

La période de consultation des acquéreurs potentiels a débuté le 26 juillet 2005 et la remise des offres préliminaires a été effectuée le lundi 12 septembre 2005. Suite au lancement d'offres publiques sur Endensa, actionnaire majoritaire de la SNET avec 65 % du capital, EDF et Charbonnages de France ont décidé la suspension provisoire de la consultation afin de permettre aux potentiels acquéreurs d'avoir une meilleure visibilité sur les évolutions possibles de la structure actionnariale de la SNET.

6.2.1.1.3.7 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume l'entière responsabilité, financière et technique, de la déconstruction de ses centrales. Pour EDF, les enjeux sont de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

La déconstruction de centrales nucléaires comporte trois niveaux, selon une typologie définie en 1980 par l'AIEA :

- Niveau 1 : arrêt de la centrale, déchargement du combustible, vidange des circuits (99,9 % de la radioactivité est éliminée), puis mise à l'arrêt définitif : démontage d'installations non nucléaires définitivement mises hors service, accès limité ;
- Niveau 2 : démontage des bâtiments non nucléaires et des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, conditionnement et évacuation des déchets vers les centres de stockage, isolement — confinement — mise sous surveillance de la partie entourant le réacteur ;
- Niveau 3 : démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et équipements encore radioactifs, la surveillance n'est plus nécessaire, le site peut être réutilisé.

En pratique, les opérations conduisant aux niveaux 1 puis 2 sont effectuées à la suite l'une de l'autre sur une durée de l'ordre de 10 ans après l'arrêt de production du réacteur. Une période d'attente entre la fin des opérations conduisant au niveau 2 et le début de celles conduisant au niveau 3 est possible pour permettre la décroissance radioactive des matériaux irradiés. Cette période d'attente est de durée variable, en fonction des intérêts comparés entre la décroissance radioactive et la durée de surveillance des installations. A l'issue de cette période d'attente, la durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix ans.

1. La déconstruction des centrales de 1ère génération arrêtées

Concernant les centrales à l'arrêt, le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement (« retour à la pelouse »), d'ici 2025 : à l'issue de la déconstruction, la radioactivité des sites devrait être identique à celle existant avant leur exploitation. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils resteront placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Concernant les centrales REP, les options de déconstruction n'ont pas à ce jour été définitivement décidées.

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

Le cadre réglementaire de la déconstruction a été établi et le processus d'autorisation est finalisé depuis 2003. Il se caractérise par une autorisation unique par décret pour permettre la déconstruction totale, des rendez-vous clés avec les autorités de sûreté et un processus d'autorisation interne de l'exploitant entre chaque rendez-vous, indépendant des opérationnels et audité par les autorités de sûreté.

EDF a décidé en 2001 d'accélérer très significativement le programme de déconstruction complet de ses centrales nucléaires mises définitivement à l'arrêt. Actuellement, neuf réacteurs sont en cours de déconstruction.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires d'EDF à l'arrêt (un REP : Chooz A, un réacteur à eau lourde : Brennilis, le réacteur à neutrons rapides de Creys-Malville et les six réacteurs de la filière UNGG) produira 1 000 000 tonnes de déchets primaires se décomposant de la façon suivante : 2/3 de gravats non radioactifs, 0 % de déchets de haute activité, 1/3 de déchets de très faible à moyenne activité incluant environ 7 % de déchets nécessitant de nouvelles filières de stockage.

2. Les coûts de déconstruction

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, la sécurité du site, ainsi que le conditionnement, le transport, le stockage (par l'ANDRA) des déchets de déconstruction (voir note 31.3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005). Les provisions pour déconstruction des centrales d'EDF en France s'élevaient, au 31 décembre 2005, dans les comptes consolidés à 10 milliards d'euros (montant actualisé au taux nominal de 5 % dont 2 % d'inflation) pour l'ensemble du parc nucléaire français. Les montants provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3.

- REP : 58 tranches

Dans le cas des réacteurs de la filière REP, les provisions sont constituées sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 277 euros (2005)/kW installé, soit environ 15 % du coût complet d'investissement de la partie nucléaire des installations.

Cette estimation de coût de déconstruction, initialement évaluée par la Commission Peon (1979), a été confirmée par des études détaillées effectuées en 1999 à partir d'un exemple représentatif : le site de Dampierre (site comportant quatre réacteurs). Par ailleurs, une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. EDF se situe à environ 25 % au-dessus des estimations réalisées pour les centrales espagnoles et 15 % en dessous des estimations réalisées pour les centrales allemandes. Pour ce dernier pays, l'écart avec l'évaluation d'EDF s'explique par une politique différente pour la gestion des déchets TFA, FAVL et MAVL (retraitement et entreposage en Allemagne — stockage en France).

- Réacteurs de première génération à l'arrêt

Contrairement au cas du parc REP en exploitation, il s'agit de réacteurs différents les uns des autres.

Le coût complet de déconstruction des neuf réacteurs à l'arrêt (Brennilis, Chooz A, six réacteurs UNGG et Creys-Malville) donne lieu à une provision en valeur actualisée (au taux nominal de 5 % dont 2 % d'inflation) de 2,2 milliards d'euros, qui inclut également la part d'EDF dans la déconstruction de la centrale Phénix.

- Installations de tiers : La Hague

Dans le prolongement du contrat signé le 24 août 2004 sur le retraitement du combustible (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)), EDF et Areva NC (ex Cogema) ont souhaité clarifier leurs responsabilités respectives, en négociant les conditions juridiques et financières du transfert à Areva NC de la contribution financière d'EDF au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et conditionnement des déchets anciens. Les taux d'inflation et d'actualisation, de même que l'assiette, la quote-part d'EDF et l'échéancier des dépenses prévisionnelles, ont fait l'objet d'un accord entre EDF et Areva NC fin septembre 2003. Les négociations concernant les modalités définitives de cet accord sont encore en cours sans qu'il existe de calendrier indicatif sur leur déroulement.

6.2.1.1.3.8 Les actifs constitués pour la couverture des engagements de long-terme : déchets issus de l'exploitation (dont le combustible) et déconstruction des centrales REP

Le contrat d'entreprise Etat-EDF pour la période 1997-2000 avait posé le principe de la création d'un portefeuille d'« actifs dédiés » en vue d'assurer la couverture à leur échéance des charges futures de déconstruction des centrales nucléaires d'EDF et de gestion des déchets. Ce principe avait été réaffirmé dans le contrat Etat-EDF conclu pour la période 2001-2003. Ce contrat précisait que ces actifs devaient couvrir, à horizon de leur occurrence, « *la totalité des charges de long terme du parc nucléaire d'EDF, liées à la déconstruction des centrales et à l'aval du cycle du combustible* ».

Concernant le niveau des provisions, en particulier pour déconstruction des centrales, la Cour des Comptes estime dans son rapport de janvier 2005 que si des sous-évaluations critiquables ont été faites au cours de la décennie précédente, ce n'est plus le cas aujourd'hui, et les incertitudes, au demeurant clairement affichées, portent sur les provisions de fin de cycle.

La Cour soulignait dans ce même rapport que, dans le cadre d'un environnement de marché devenu concurrentiel, l'ouverture du capital d'EDF devait conduire à renforcer le dispositif de constitution des fonds, en accélérant le rythme de leur constitution et en garantissant leur disponibilité le moment venu.

Consciente de ce changement de perspective introduit par son changement de statut et l'ouverture des marchés de l'électricité, EDF a poursuivi la clarification de ses engagements entrepris depuis plusieurs années, en liaison avec les pouvoirs publics.

Le montant total de la provision pour les engagements de long terme du nucléaire (y compris les provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme) constituée par EDF au 31 décembre 2005 est de 25,7 milliards d'euros pour la France.

Pour la France, le Groupe a retenu en 2002, et conservé depuis lors, un taux d'actualisation nominal de 5 %. Ce taux d'actualisation tient compte d'une hypothèse de taux d'inflation de 2 %, qui sert notamment à la projection des sorties de ressources attendues au titre de la déconstruction des installations nucléaires et de la fin du cycle du combustible nucléaire.

Conformément à une décision du Conseil d'administration d'EDF de juin 1999, les actifs dédiés du Groupe ont été constitués progressivement à compter de l'exercice 2000 au moyen de dotations annuelles. Ils représentaient au 31 décembre 2005 une juste valeur de marché de 3,4 milliards d'euros (voir note 24.3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005).

Le 5 septembre 2005, le Conseil d'administration d'EDF a validé la proposition consistant à accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés, pour couvrir, d'ici 2010, la totalité des engagements :

- liés à la déconstruction des centrales nucléaires du parc REP en exploitation (7,8 milliards d'euros), mais aussi des centrales à l'arrêt (2 milliards d'euros au 31 décembre 2005) ;
- liés au stockage définitif des déchets (3,9 milliards d'euros au 31 décembre 2005) ; et
- liés au retraitement et au stockage de la partie non consommée du dernier cœur des centrales (0,4 milliard d'euros au 31 décembre 2005).

Le montant total des provisions à couvrir au moyen de la constitution d'actifs dédiés s'élève ainsi, fin 2005, à 14,1 milliards d'euros.

Certaines provisions ont été exclues de l'assiette des actifs financiers à constituer, car elles ne correspondent pas à des engagements assimilables à une dette financière de long terme :

- La provision pour retraitement (provision de 10 milliards d'euros au 31 décembre 2005) composée :
  - de la provision pour retraitement du combustible. Relativement stable dans le temps, elle fait l'objet de dotation et de reprises chaque année et est assimilable à un élément du cycle d'exploitation, au même titre que d'autres éléments (stock de combustible par exemple) ;
  - de la provision pour la quote-part d'EDF dans la déconstruction d'installations de tiers (la Hague), pour laquelle EDF et Areva se sont accordés sur le principe du versement d'une soulte libératoire, qui devrait alimenter le fonds du fournisseur.
- La quote-part de la provision pour dernier cœur correspondant à la non-utilisation du stock de combustible se trouvant dans le réacteur lors de son arrêt définitif, par définition déjà financé (voir note 31.3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005).

Cette décision d'accélérer la constitution des actifs dédiés est cohérente avec le projet de loi sur les déchets à l'examen par le Parlement, qui demande aux opérateurs nucléaires une couverture totale des provisions à caractère de dette financière dans un délai de cinq ans après promulgation de la loi[6]. Ce projet de loi prévoit en outre un cantonnement de ces actifs au sein du bilan de l'entreprise : EDF ne pourrait disposer de ces actifs à d'autres fins (voir section 6.5.6.5 « Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF »).

Les versements prévus sont de 2,7 milliards d'euros en 2006 et 2,35 milliards d'euros (exprimés en euros 2005) les quatres années suivantes.

6.2.1.1.4 PRODUCTION HYDRAULIQUE

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques a représenté en 2005, 8 % de sa production totale d'électricité.

6.2.1.1.4.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France métropolitaine dont l'âge moyen est d'environ 50 ans, comprend 447 centrales :

- environ 10 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 50 % de la production totale.
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 10 % de la production totale.

Les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif Central et du

[6] Version adoptée par le Conseil des Ministres du 22 mars, avant débat parlementaire.

Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors DOM et Corse), soit 20 % du parc d'EDF, pour une énergie productible annuelle d'environ 46 TWh, contribuant à placer la France au rang de premier producteur d'électricité renouvelable de l'Union Européenne.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. 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 « pointe » :

- les aménagements de « lacs » situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif Central et Pyrénées) sont utilisés pour leur grande capacité de stockage de saison à saison. Ils peuvent ainsi, en fonction de la demande, profiter des périodes propices pour remplir leur réservoir et être disponibles en période de forte consommation ou pour garantir l'équilibre du système électrique. Ils représentent une puissance totale de 8 800 MW et un productible de 16,5 TWh ;
- les éclusées font intervenir une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinée à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée, pour couvrir les pointes de demande. Elles représentent une puissance totale de 3 300 MW et un productible de 10,6 TWh ;
- les aménagements au « fil de l'eau », comme sur le Rhin, ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment. Ils représentent une puissance totale de 3 400 MW et un productible de 17,1 TWh ;
- les Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP) se composent d'un bassin amont et d'un bassin aval. L'eau est pompée du bassin aval vers le bassin amont en période de faible consommation, 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). Elles représentent une puissance totale de 4 300 MW qui permet d'une part le pompage de plus de 7 TWh et le turbinage d'environ 6 TWh, et d'autre part une production de 1,1 TWh, grâce aux apports naturels d'eau dans le bassin supérieur de certaines STEP ;
- EDF dispose de plus d'une usine marémotrice, sur la Rance : elle utilise le mouvement ascendant et descendant de la marée pour créer le dénivelé indispensable à la production d'énergie, fournissant de cette manière de l'électricité de manière très régulière. Cette usine représente une puissance totale de 240 MW et un productible de 540 GWh.

6.2.1.1.4.2 La sûreté hydraulique

Elle a pour objectif de maîtriser les risques que la présence ou le fonctionnement des aménagements hydrauliques créent pour les personnes et les biens. Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des variations de niveaux ou de débits ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des ouvrages et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle de la DRIRE (68 barrages parmi les plus importants font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en œuvre par le préfet).

La surveillance des barrages est particulièrement encadrée : les barrages sont soumis à des visites décennales pour contrôler leur bonne tenue et leur niveau de sûreté. En 2005, sur 150 grands barrages, EDF a réalisé 13 visites décennales.

La sûreté hydraulique est une composante majeure de la production hydraulique, à l'origine d'une évolution sensible des pratiques et des politiques d'exploitation au cours des dernières années. Elle constitue un élément déterminant pour orienter les décisions en matière de maintien du patrimoine.

6.2.1.1.4.3 La performance du parc de production

Un parc fortement automatisé

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 de ses centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée.

Aujourd'hui, les 100 centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, représentant plus de 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis 4 centres de conduite.

Disponibilité du parc

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel la centrale est disponible à pleine puissance, s'est établie en moyenne aux environs de 92 % au cours des dernières années. Par ailleurs, le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage ou d'arrêt reçus par les centrales, est supérieur à 99 %.

L'indisponibilité résiduelle du parc hydraulique d'EDF (7 à 8 %) est liée à :

- l'indisponibilité programmée pour les travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (environ 5 %) ;
- l'indisponibilité fortuite (prolongement de travaux, avaries, ...) (2 à 3 %).

Pour les années à venir, EDF se fixe pour objectif de maintenir un taux de disponibilité de 92 %.

Afin de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et d'atteindre ses objectifs en matière de performance technique et de disponibilité, EDF a consacré en 2005 près de 110 millions d'euros au maintien de son patrimoine hydraulique.

6.2.1.1.4.4 Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants :

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre :

- de concessions accordées par le Ministre chargé de l'industrie, pour les ouvrages de plus de 100 MW ou par le préfet, pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW ;

- d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW.

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydroélectriques en France.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, les concessions sont en général renouvelées pour des durées de 30 à 40 ans sur la base de cahiers des charges existants. Le renouvellement des titres peut être l'occasion d'une évolution dudit cahier qui peut alors intégrer de nouvelles exigences en terme de gestion de la ressource en eau.

Du fait de son statut de société anonyme, et par application de la loi Sapin (1993) (voir section 6.5.6.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe EDF ») ci-dessous), EDF est désormais soumise à la concurrence en ce qui concerne le renouvellement de ses concessions hydrauliques. EDF estime que ce nouveau cadre réglementaire ne devrait pas entraîner de conséquences importantes dans l'immédiat. En effet, la durée moyenne résiduelle des titres de concession d'EDF est de 22 ans. Des concessions représentant une proportion limitée de la puissance totale installée arrivent à échéance d'ici 2020 (étant précisé que le processus de renouvellement doit débuter 11 ans avant l'échéance de la concession). Enfin, 50 % de la puissance hydraulique installée actuelle d'EDF en France repose sur des concessions dont la date d'échéance est comprise entre 2020 et 2045. Le processus de renouvellement est déjà engagé pour une partie d'entre elles.

Dans l'hypothèse où une concession ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation. Par ailleurs, à l'échéance de la concession, toutes les installations appartenant à l'Etat (ouvrages allant du barrage à la turbine) doivent être en « bon état d'entretien ».

EDF cherchera à obtenir le renouvellement des concessions qui présentent un enjeu pour l'équilibre de son parc de production.

La gestion de l'accès à l'eau

Les 220 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de m^3 d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau : des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques, industriels.

EDF privilégie la voie de la concertation avec les acteurs de terrain. Cette démarche vise d'abord à mesurer les effets réels de l'exploitation hydraulique sur l'environnement et les autres usages, avant d'essayer de diminuer ces effets lorsque cela est techniquement possible et économiquement raisonnable.

Ainsi, 700 millions de m^3 d'eau sont lâchés chaque année depuis les barrages pour satisfaire d'autres usages que la production d'électricité (alimentation en eau potable, soutien d'étiage, irrigation, production de neige artificielle, sports d'eau vive...).

Le Projet de « Loi sur l'eau et les milieux aquatiques », adopté en première lecture par le Sénat le 14 avril 2005, contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés[7], la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). En fonction de sa rédaction définitive, cette loi pourrait avoir des conséquences sur l'activité hydraulique d'EDF.

Le développement

Le développement de l'activité hydraulique d'EDF repose sur deux aménagements décidés :

- l'aménagement de Gavet. Il consiste à remplacer les six centrales hydrauliques en fin de vie installées sur la Romanche, par une seule, la centrale de Gavet, d'une puissance de l'ordre de 90 MW pour une production d'environ 540 GWh ;
- l'aménagement du Rizzanese, en Corse du Sud.

Par ailleurs, les axes suivants de développement de l'activité hydraulique sont retenus :

- le développement de la « Petite Hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW). A titre d'exemple, SHEMA, filiale du Groupe EDF, est actuellement en phase d'étude d'une douzaine de projets « d'aménagements nouveaux » devant être réalisés d'ici 2010, représentant une capacité totale de 40 MW ;
- la production à partir des débits réservés. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour turbiner le débit réservé et récupérer une partie de l'énergie associée. EDF prévoit de réaliser trois équipements en 2006 et de poursuivre ensuite à raison d'environ cinq projets par an ;
- l'augmentation de puissance dans le cadre de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite la « LPOPE » voir section 6.5.3.2 (« Législation française »)) qui permet un suréquipement de 20 % des ouvrages existants. Des projets sont en cours d'étude.

6.2.1.1.5 PRODUCTION THERMIQUE A FLAMME (« THF »)

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques à flamme a représenté, en 2005, environ 5 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est d'environ 30 ans, dispose à cette même date d'une puissance installée totale de 13 920 MW (hors DOM et Corse, mais comprenant 714 MW correspondant à des centrales devant être mises en retrait définitif d'exploitation d'ici la mi-2006 suite au Conseil d'Administration du 25 mai 2005). Les caractéristiques de cette production sont détaillées ci-après.

Les moyens de production THF d'EDF en France ont vocation, avec une partie de la production de l'hydraulique (lacs, STEP), à couvrir le besoin en électricité de semi-base et pointe.

Ils constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production-consommation et pour couvrir les incertitudes de la demande.

[7] Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.

Dans le contexte de cet usage, ils détiennent un certain nombre d'atouts :

- une grande flexibilité ;
- la capacité à être placés en arrêt prolongé ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais brefs ;
- un coût d'investissement notablement plus faible que le nucléaire ou l'hydraulique et des délais de construction réduits.

Ils jouent ainsi un rôle important dans l'adaptation des capacités de production d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients.

Leur performance présente néanmoins une sensibilité à différents facteurs pouvant conduire à un coût de production plus élevé :

- le durcissement des réglementations environnementales (émission de produits polluants, qualité de l'air) ;
- le respect des quotas d'émissions de gaz à effet de serre ;
- l'évolution du coût des combustibles (dont les hydrocarbures).

6.2.1.1.5.1 Le parc de production THF d'EDF

Composition du parc

Au 31 décembre 2005, le parc en exploitation d'EDF est composé des tranches figurant ci-après :

- Tranches charbon :
  - 10 tranches d'une puissance de 250 MW, mises en service entre 1965 et 1971 (Albi 1, Blénod 2, 3 et 4, Bouchain 1, Le Havre 1, La Maxe 1 et 2 et Vitry 3 et 4) ;
  - 4 tranches de 600 MW : Le Havre 2, mise en service en 1969, et 3 tranche plus récentes (Q600) mises en service entre 1983 et 1984 (Cordemais 4 et 5, Le Havre 4).
- Tranches fioul :
  - 3 tranches de 250 MW, mises en service entre 1971 et 1973 (Martigues 1, 2 et 3) ;
  - 2 tranches de 600 MW, mises en service entre 1974 et 1975 (Porcheville 3 et 4) ;
  - 2 tranches de 700 MW, mises en service en 1976 et 1977 (Aramon 2 et Cordemais 2).
- Gaz de haut fourneau : 2 tranches mises en services en 1959 et 1961 (Richemont 3-5).
- Turbines à Combustion (« TAC ») : 7 tranches réparties sur 4 sites (Arrighi, Brennilis, Dirinon et Gennevilliers) mises en service entre 1980 et 1997, qui constituent des moyens de super pointe très réactifs.

La puissance installée du parc en exploitation s'établit à 9 091 MW.

EDF prévoit de réactiver d'ici 2008 4 tranches en arrêt garanti pluri-annuel (AGP) représentant 2 540 MW (Aramon 1, Porcheville 1 et 2, Cordemais 3). Par ailleurs, 8 tranches d'une puissance totale de 2 289 MW sont actuellement à l'arrêt. Le Conseil d'administration du 25 mai 2005 a décidé de mettre en retrait définitif d'exploitation en 2006, 4 tranches arrêtées qui représentent une puissance de 714 MW.

A ce parc de production s'ajoutent environ 1 400 MW de moteurs diesels et de TAC pour la production dans les DOM, en Corse et à St Pierre et Miquelon.

L'approvisionnement en combustible

Cet approvisionnement est assuré par EDF Trading, filiale d'EDF chargée du trading de combustibles fossiles. A partir de ses prévisions sur l'appel du parc THF, EDF commande à EDF Trading les quantités prévisionnelles de combustible nécessaires pour des livraisons à trois mois pour le charbon et un mois pour le fioul (voir section 6.2.1.3.3 (« EDF Trading ») ci-dessous).

EDF dispose de la possibilité d'ajuster ses besoins et ses stocks en demandant à EDF Trading de procéder à des achats supplémentaires ou, exceptionnellement, à des reventes de quantités jugées excédentaires. De plus, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement des centrales, il est demandé à EDF Trading de maintenir au profit d'EDF un stock de sécurité réparti à l'appréciation d'EDF dans différents ports.

6.2.1.1.5.2 Les enjeux de la production THF

L'adaptation du parc de production THF

Pour répondre aux contraintes réglementaires environnementales, EDF a décidé d'arrêter progressivement les tranches fioul et charbon d'une puissance de 250 MW d'ici à 2015. Cette évolution a déjà commencé : ainsi en mars 2003, la centrale de Champagne (Oise) a arrêté de produire, suivie en mai 2004 par les sites de Montereau et de Loire-sur-Rhône, en juillet 2004, par la tranche fioul d'Ambès et, en mars 2005, par la tranche charbon de Vaires-sur-Marne. Ce processus se poursuit en 2006 par l'arrêt de la centrale d'Albi.

Les tranches charbon 600 MW les plus récentes bénéficient d'un effet taille favorable et de coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc THF (meilleur rendement, tranches en bord de mer, sites de grande capacité) et la flexibilité de leur production est un atout essentiel. Elles sont déjà équipées d'un système de désulfuration des fumées et il est prévu de leur adjoindre avant 2008 une installation de dénitrification poussée qui leur permettra de se conformer aux contraintes environnementales au-delà de 2015.

En semi-base, le maintien des tranches charbon les plus performantes constitue la meilleure solution pour disposer de capacités compétitives.

Pour faire face à l'augmentation des besoins de pointe au cours des prochaines années, EDF a décidé la réactivation de ses quatre tranches fioul 600-700 MW en AGP (Porcheville 1-2 en 2006 et 2008, Cordemais 3 en 2007, et Aramon 1 en 2008). Par ailleurs, malgré des coûts variables élevés, le fioul reste plus compétitif que le charbon pour des fonctionnements de pointe et de secours (c'est-à-dire en dessous de 1 500 heures par an). Enfin, la réglementation devrait permettre à EDF, jusqu'à l'horizon 2015, de globaliser les rejets et de bénéficier des efforts accomplis sur les tranches charbon d'une puissance de 600 MW.

Par ailleurs, EDF prévoit de développer 500 MW de TAC d'ici 2008 sur les sites de Vaires-sur-Marne et Vitry-sur-Seine (Val de marne). EDF étudie l'opportunité d'implantations supplémentaires notamment pour répondre aux appels d'offre qui concernent la sécurité d'approvisionnement.

Cette adaptation de la capacité thermique par substitution du fioul au charbon dans la composition du parc, permet à EDF de renforcer sa compétitivité en période de pointe en privilégiant les tranches à faibles charges fixes et de disposer d'un parc moins polluant.

Cette évolution répond aux besoins d'EDF qui utilise le THF en complément du nucléaire et de l'hydraulique, pour couvrir ses engagements en terme de capacité. Cette utilisation diffère sensiblement du cadre des autres parcs européens.

Hors développement des TAC, les investissements nécessaires à cette adaptation recouvrent principalement :

- le respect des contraintes environnementales actuellement définies jusqu'à l'horizon 2015 (voir ci-après) : dénitrification des tranches d'une puissance de 600 MW, bacs à fioul et dépoussiéreurs... ; par hypothèse, un éventuel durcissement de la réglementation en vigueur n'est pas pris en compte ;
- la rénovation et à la fiabilisation des tranches en fonctionnement ;
- les études et travaux nécessaires aux sorties d'arrêt garanti pluriannuel.

Une telle adaptation et modernisation du parc THF, prévue par EDF d'ici 2008, permet de porter la durée d'exploitation de tranches charbon et fioul au delà de 30 ans, ce qui s'est traduit à fin 2005 dans les comptes par un allongement de leur durée d'amortissement de 30 à 45 ans (voir note 4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005).

Au delà des prochaines années, EDF étudie de plus le développement de nouveaux moyens de semi-base (cycle combiné à gaz et charbon) qui entreraient en service au-delà de 2012 pour faire face à l'augmentation de la consommation. Dans le cadre de ces développements, ses principaux atouts seront la propriété des sites actuels de centrales THF et ses compétences industrielles d'exploitant et de développeur. Au cours des dernières années, EDF a en effet mené un programme de développement d'IPP à l'étranger (essentiellement en Chine et au Mexique — voir sections 6.3.3.1.2 (« Activités du Groupe EDF en Chine ») et 6.3.2.3 (« Mexique ») ci-dessous). Ce programme a permis d'acquérir les compétences nécessaires à la maîtrise de la conception, du développement et de l'exploitation de cycles combinés à gaz.

L'évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc THF est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement, de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (voir section 6.5.6.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité ») ci-dessous pour une description de ces réglementations) et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air.

La réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre a conduit à la mise en place, en 2005, du plan national d'allocation de quotas de CO_2. Sur la première période (2005-2007), EDF estime que ces quotas devraient être suffisants pour permettre un fonctionnement du parc THF conformément aux prévisions actuelles.

L'adaptation du parc thermique engagée par EDF répond notamment aux exigences des réglementations sur la réduction des émissions de polluants atmosphériques et sur la qualité de l'air, dont les principes sont définis à l'horizon 2015. Toutefois, un risque de durcissement de cette dernière réglementation avant 2015 ne peut être exclu et son évolution future constitue un enjeu important pour EDF, en particulier pour l'exploitation de ses tranches fioul au-delà de cette date.

L'évolution des taux de disponibilité

La concentration du potentiel de production sur un nombre de sites réduit et les politiques de maintenance et d'investissements associées permettent de pérenniser et d'améliorer la performance économique des différents paliers du parc. Toutefois, les taux de disponibilité, autour de 70 % pour le parc charbon et le parc fioul par rapport à 85 % en 2000, ont diminué ces dernières années du fait d'une augmentation des taux d'indisponibilité fortuite[8] (8 % pour le charbon et pour le fioul en 2005), de la plus forte sollicitation du parc à partir de 2002 (autour de 20 TWh) et de la réduction des budgets de maintenance.

Avec la fin de la période de surcapacité en Europe et la remontée des prix du marché, le retour à un niveau de disponibilité plus élevé est devenu nécessaire.

EDF a pour objectif d'atteindre un taux de disponibilité du parc thermique à flamme de 82 % à partir de 2008, avec un taux d'indisponibilité fortuite inférieur à 8 %.

Cet objectif devrait être atteint grâce à l'arrêt des centrales les plus anciennes, la rénovation des centrales pérennes et à un budget de maintenance renforcé.

6.2.1.1.5.3 La déconstruction du parc actuel

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction de son parc THF actuel. 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 288 millions d'euros au 31 décembre 2005, hors DOM et Corse. Il subsiste toutefois un risque résiduel lié à l'accroissement des exigences de dépollution (évolution de la réglementation applicable, modification de la destination future des terrains nécessitant un processus de dépollution complémentaire).

6.2.1.2 Commercialisation

Les activités de commercialisation d'EDF en France sont regroupées au sein de la Direction Commerce, qui commercialisera à l'horizon 2007 de l'énergie et des services à plus de 27 millions de clients (hors DOM et Corse), représentant 32 millions de sites (points de livraison). A ce jour, le service auprès des clients résidentiels est encore partagé entre cette Direction et EDF Gaz de France Distribution (voir section 6.2.1.2.3.1 (« Les clients de la Direction EDF Commerce — B. Clients de la Division Particuliers et Professionnels ») ci-dessous).

La Direction EDF Commerce comptait 6 114 agents statutaires au 31 décembre 2005.

[8] Rapport entre l'énergie non produite du fait d'arrêts imprévus sur l'énergie totale productible par l'installation.

6.2.1.2.1 OUVERTURE DU MARCHE FRANCAIS DE LA COMMERCIALISATION D'ELECTRICITE

La consommation intérieure de la France au titre de l'exercice 2005 s'est élevée à 482,4 TWh[9], soit une augmentation de 0,7 % par rapport à l'exercice 2004.

L'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité s'est effectuée selon les étapes suivantes :

Date	Seuil d'éligibilité	% d'ouverture totale au regard de la consommation (en volume)	Total des sites/clients éligibles
Février 1999	100 GWh/an	20 %	200 sites
Mai 2000	16 GWh/an	30 %	1 600 sites
Février 2003	7 GWh/an	37 %	3 200 sites et 99 ELD*
Juillet 2004	Ensemble des clients non-résidentiels	69 %	2,2 millions de clients
Juillet 2007	Ensemble des clients	100 %	27 millions de clients

* Entreprises locales de distribution

La Commission européenne a annoncé le 13 juin 2005 l'ouverture d'une enquête sectorielle afin d'identifier les éventuelles distorsions de concurrence sur les marchés européens du gaz et de l'électricité. Pour plus de détails sur cette enquête, voir section 6.5.2.1 (« Législation européenne — Ouverture du marché ») ci-dessous.

En 2005, la part de marché d'EDF pour les clients éligibles était de 84,8 %. Toutefois, le mécanisme d'ouverture à la concurrence se poursuit et EDF devrait continuer à perdre des parts de marché.

EDF estime que, depuis 2003, toute entreprise ayant fait valoir son éligibilité peut disposer d'au minimum 4 à 5 offres différentes de fourniture d'électricité sur le marché français.

Les principaux concurrents d'EDF sur le marché français sont le Groupe Electrabel/Suez, la SNET, Atel, HEW Energies, Gaz de France, Poweo, Direct Energie et les Entreprises Locales de Distribution.

Le paysage énergétique est en pleine recomposition. La tendance est à l'adossement des commercialisateurs à des groupes disposant de capacité de production : Poweo et Verbund, Gaz de France et Suez.

Afin de couvrir l'approvisionnement du marché ouvert, les commercialisateurs concurrents du Groupe EDF ont accès :

- à leur propre capacité de production ;
- à l'équivalent de 43 TWh mis à disposition en 2005 par le Groupe EDF par l'intermédiaire des « Enchères de Capacité » (VPP) décrites à la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

6.2.1.2.2 PRIX ET TARIFS

Dans le contexte d'ouverture du marché de l'énergie, il convient aujourd'hui de distinguer, pour la vente d'électricité en France, d'une part, le barème tarifaire applicable par l'opérateur historique aux clients non éligibles ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité et, d'autre part, les prix appliqués par un commercialisateur en concurrence aux clients ayant exercé leur option d'éligibilité. En vertu de la loi du 13 juillet 2005, il convient de noter que le choix d'un client de faire jouer son éligibilité et de quitter le système de prix régulé est considéré comme irréversible (voir section 6.5.3.2 (« Législation française ») ci-dessous).

6.2.1.2.2.1 Le barème tarifaire

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. Il s'applique aux clients non éligibles ainsi qu'aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité.

La structure des tarifs est fixée par décret en Conseil d'Etat, après avis de la CRE et du Conseil de la concurrence. L'évolution des tarifs, à structure inchangée, est fixée par arrêté du ministre chargé de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et du ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE.

La gamme tarifaire est adaptée aux besoins de puissance des clients et reflète la structure des coûts de production :

- les tarifs pour les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 250 kVA (kilo Volt Ampère), dits tarifs vert ;
- les tarifs pour les clients dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kVA, dits tarifs jaune ;
- les tarifs pour les clients souscrivant jusqu'à 36 kVA, dits tarifs bleu.

Les tarifs vert et jaune s'adressent à une clientèle « entreprises » couvrant 380 000 sites gérés via un contrat commercial et des relevés de consommation mensuels. Les tarifs bleu s'adressent à une clientèle de « masse » de 31 millions de sites, principalement des particuliers, professionnels et collectivités territoriales, avec des relevés semestriels.

Les clients des tarifs vert sont raccordés sur les réseaux à haute tension (HTA), voire sur les réseaux de transport (HTB), tandis que

[9] Source : Bilan provisoire RTE 2005, y compris Corse.

les clients des tarifs jaune et bleu sont alimentés en basse tension (BT).

Ces tarifs réglementés comprennent un abonnement pour la mise à disposition de la puissance et une part variable proportionnelle à la consommation avec des prix éventuellement horo-saisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour tenir compte des variations des consommations des clients avec différentes options (heures pleines/heures creuses pour la clientèle résidentielle par exemple).

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1er janvier 2005 un tarif de première nécessité selon les modalités fixées par le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004.

Le tarif est un tarif dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :

- la part « énergie » fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts long terme (investissements, aval du cycle, recherche et développement) ;
- les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation, qui forment, avec la part « énergie », la part « fourniture » du tarif, qui représente environ 40 % de la facture TTC ;
- la part « réseaux » comprenant les coûts d'utilisation du réseau public de transport géré par RTE-EDF Transport et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires du réseau de distribution, dits aussi part « acheminement », qui représente environ 40 % de la facture TTC.

Les clients bénéficiant des tarifs intégrés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture et l'acheminement, sur laquelle figure la part du coût d'utilisation des réseaux calculés à partir du « Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité » (« TURP ») fixé sur proposition de la CRE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») ci-dessous). La séparation des activités de production-commercialisation, en concurrence, et des activités de transport-distribution, en monopole, est ainsi mise en évidence.

Les taxes suivantes (représentant plus de 20 % de la facture TTC) viennent s'ajouter à la facture d'électricité :

- les taxes locales municipales et départementales, collectées et intégralement rétrocédées par EDF aux collectivités locales ;
- la contribution aux charges de service public (« CSPE ») instituée par la loi du 3 janvier 2003 (voir section 6.5.2.2 (« Législation française ») ci-dessous), fixée à 4,5 euros/MWh pour 2005 et 2006 et plafonnée à 500 000 euros par site ;
- la TVA.

Par ailleurs, la CTA (Contribution Tarifaire Acheminement) qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.8.1 (« Régime Spécial de retraite ») ci-dessous) viendra s'ajouter à la facture d'électricité.

En monopole, la construction des tarifs historiques était fondée sur les coûts d'EDF avec un objectif d'équilibre financier. La tarification reflétait les coûts marginaux de développement du parc de production et des réseaux de transport et de distribution.

Cette méthode de tarification permettait de lisser les prix dans le temps par rapport aux cycles d'investissement et était accompagnée d'une planification centralisée des investissements.

Conformément au Contrat de service public (voir section 6.4.3.3 (« Service public »), signé entre EDF et l'Etat le 24 octobre 2005, l'évolution des tarifs de vente de l'électricité aux particuliers ne sera pas supérieure au taux de l'inflation les cinq premières années.

6.2.1.2.2.2 Le prix de vente de l'électricité aux clients éligibles

Les clients éligibles sont libres de quitter à tout moment, sans préavis et de manière irréversible, le barème tarifaire pour une offre d'EDF ou d'un autre commercialisateur.

A l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour le transport et l'acheminement, tous les autres clients ayant exercé leur option d'éligibilité peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité. Leur facture d'électricité comprend alors les trois composantes suivantes :

- Le prix de la fourniture d'« énergie électrique ». Le contrat conclu avec le commercialisateur recouvre le prix de facturation des activités ouvertes à la concurrence, à savoir un prix de marché correspondant au coût d'approvisionnement en électricité (généralement indexé sur le prix du marché de gros de l'électricité), de commercialisation et gestion clientèle, et de services énergétiques associés à la fourniture ;
- Le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (TURP) ;
- Les prélèvements publics : la CSPE, la CTA, les taxes locales et la TVA mentionnées à la section 6.2.1.2.2.1 (« Le barème tarifaire ») ci-dessus.

6.2.1.2.3 DIRECTION EDF COMMERCE

6.2.1.2.3.1 Les clients de la Direction EDF Commerce

Sur l'année 2005, les ventes d'EDF Commerce concernant ses 27 millions de clients se sont élevées à 389 TWh[10] (253 TWh aux clients éligibles et 136 TWh aux clients résidentiels et services généraux d'immeubles).

La satisfaction clientèle est au cœur de la démarche commerciale d'EDF. Des études qualitatives et quantitatives sont réalisées régulièrement et servent à piloter l'activité. En 2005, la satisfaction s'est maintenue à un niveau élevé même si on observe un léger recul sur le segment des éligibles qui s'explique en partie par les changements induits par la séparation effective des activités de distribution et de commercialisation.

A. Les Clients de la Division Entreprises

La Division Entreprises regroupe plus de 270 000 clients pour des ventes d'électricité s'élevant à 224 TWh[11] pour l'exercice 2005.

[10] Données hors Corse et Départements d'Outre-Mer, hors traitement à façon (Eurodif et Sollac) et ventes internes (13 TWh) et hors ventes aux opérateurs étrangers (1 TWh).

[11] Hors ventes au tarif bleu gérés par la Division Particuliers & Professionnels pour le compte de clients de la Division Entreprises (11 TWh).

Dans l'offre tarifaire historique, un client accepte un contrat de livraison par site de consommation. Un même client peut donc faire l'objet sur ses plus petits sites d'une tarification au tarif bleu et sur ses plus grands sites de tarifications aux tarifs jaune ou vert.

Aux clients souhaitant faire valoir leur éligibilité, EDF propose des gammes d'offres par segment de clientèle.

Pour les Grands Comptes et les Grandes Entreprises, les offres sont modulaires et constituent des solutions « sur mesure » adaptées aux demandes des directions des achats ou aux appels d'offres pour des acteurs publics. Pour les PME-PMI et les petites collectivités territoriales, EDF a mis en place des solutions « clé en main », de façon à répondre aux attentes dominantes de ces clients.

Les Grands Comptes

Ce segment de clients regroupe les grands groupes, opérant souvent à l'échelle européenne, et dotés le plus fréquemment d'une structure d'achat à interlocuteur unique. Ils font l'objet d'une relation commerciale très personnalisée.

Au sein de cet ensemble, certains clients, qualifiés de comptes clés présentent la particularité d'être des consommateurs électro-intensifs ou de pouvoir disposer de capacités de production propres sur une plaque industrielle (industriels gaziers, sidérurgistes, électrométallurgistes, pétro-chimistes, RATP, SNCF...). Ces clients recherchent :

- une amélioration de la performance énergétique de leur *process* ;
- une fourniture d'énergie très flexible à un prix compétitif, adaptée aux besoins de la production et de l'activité,
- des services complémentaires techniques (sites dotés de capacités propres et de possibilités d'effacement), financiers (produits de couverture du risque de volatilité des prix de l'électricité) et de gestion de facturation.

Par ailleurs, EDF a signé avant l'ouverture des marchés des contrats long terme avec certains clients dont l'économie ne correspond pas à celle du marché de l'électricité actuel, les prix pratiqués ne couvrant pas les coûts complets d'acheminement et de production. Ces contrats font l'objet de provisions dans les comptes de l'entreprise.

La Loi de finances rectificative pour 2005 publiée le 31 décembre 2005, fixe le cadre d'un dispositif permettant aux industriels électro-intensifs, qui respectent des critères fixés, de se regrouper pour constituer des sociétés agréées par l'Etat. L'activité de ces sociétés est la conclusion de contrats d'approvisionnement de long terme (au moins d'une durée de 15 ans) auprès de fournisseurs d'électricité, en vue d'alimenter les sites de consommation de leurs actionnaires. Le décret d'application de la loi a été publié le 5 mai 2006. Les industriels électro-intensifs ont donc désormais la capacité de se constituer en consortium.

EDF a, à plusieurs reprises, annoncé son intention de répondre, dans le respect du droit de la concurrence, à l'appel d'offres de fourniture que lancerait une société agréée d'approvisionnement à long terme d'électricité constituée en application de ces dispositions.

Les autres clients Grands Comptes ont des attentes proches. En matière de fourniture d'énergie, ils attendent une contribution forte à leur propre compétitivité et, pour ce faire, ils souhaitent exploiter les souplesses offertes par leur process industriel ou leurs outils d'auto-production. Ils veulent aussi se garantir des fluctuations des marchés énergétiques. Ils attendent de leurs fournisseurs des services leur permettant de gérer la complexité de leurs organisations et un accompagnement en matière de performance énergétique et environnementale.

EDF propose à ces clients des contrats de progrès dans lesquels EDF s'engage à réduire la facture énergétique globale du client en lui proposant la mise en œuvre d'actions d'économie d'énergie.

Confrontés à la volatilité des prix de l'électricité sur les marchés de gros, certains clients Grands Comptes ont exprimé des attentes de stabilité et de visibilité des prix sur le moyen et le long terme. Prenant en compte leur engagement dans la durée, EDF a proposé en 2004 et 2005 aux clients Grands Comptes intéressés des offres de contrat à prix ferme sur 5 ans, qui s'appuient sur ses anticipations de prix de marché.

Par ailleurs, afin de répondre aux attentes de certains Grands Comptes dont la structure d'achat est intégrée à l'échelle européenne, le Groupe EDF a mis en place des solutions énergétiques multi-pays dans le cadre de son réseau commercial coordonné qui couvre 11 pays.

Les Grandes Entreprises

Ce segment regroupe les clients dont la facture annuelle d'électricité excède 150 000 euros hors taxes, acheminement compris, et dont les besoins sont comparables à ceux des Grands Comptes. Du fait de leur niveau de consommation, ils disposent de ressources dédiées aux achats d'énergie et ils sont sensibles aux offres de services liées à la fourniture, visant à optimiser leur facture énergétique (maîtrise de l'énergie et qualité de la fourniture) et aux contrats multi-sites, concourrant à diminuer leur coût de gestion. Les Grandes Entreprises bénéficient d'interlocuteurs identifiés.

Nouvelles offres commerciales aux Grands Comptes et aux Grandes Entreprises

Aux clients Grands Comptes et Grandes Entreprises, EDF propose une gamme d'offres comprenant :

- de la fourniture d'énergie électrique et gaz naturel ;
- de la fourniture d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (Equilibre) ;
- des services de gestion ;
- des services de pilotage et reporting (revue de contrat, gamme Adviso) ;
- des services de diagnostics dans les domaines de l'optimisation énergétique et de la qualité du kWh avec les gammes Optimia et Excelis.

Les PME-PMI

Les PME-PMI sont un segment de marché hétérogène (58 % tertiaire, 35 % industrie, 7 % agriculture) avec cependant quelques attentes dominantes : ils souhaitent bénéficier d'offres simples leur proposant des prix adaptés à leur consommation. Ils sont par ailleurs très sensibles à la qualité des prestations de service de leur fournisseur en matière d'accueil, de facturation et d'informations. Lorsqu'ils sont multisites, ces clients attendent des

services optimisant leurs coûts de gestion, et, pour les entreprises à process industriel, des services les aidant à optimiser leur consommation énergétique.

Les offres à destination des PME-PMI reposent sur des solutions intégrées qui englobent la fourniture et des services dans le prix. Trois solutions sont actuellement commercialisées :

- La solution Visibilité simplifie et facilite la gestion des dépenses d'électricité, en englobant des services de gestion tels que le Bilan annuel, le service alerte sur dépassement et dérive de consommation et Panor@ma, un outil de gestion qui permet au client de suivre, via internet, les données de facturation de ses sites.
- La solution Alliance associe en complément des services existant dans la solution Visibilité, des conseils d'experts pour maîtriser les consommations d'électricité. Par exemple, le diagnostic Optimia permet au client d'identifier les principales pistes d'économies d'énergie.
- La solution Premium est une solution adaptée aux clients ayant une activité sensible à la fiabilité et la continuité de la fourniture. Cette solution contient des prestations de conseils et des services pour fiabiliser les installations électriques et suivre précisément les consommations. Avec @viso, le client peut, par exemple, avoir une vision précise de ses courbes de charge et ainsi piloter sa consommation d'électricité.

Les offres d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (Equilibre) sont aussi proposées à ce segment de clientèle.

Simultanément, une offre de gaz naturel a été développée depuis fin 2004. Cette offre connaît un très bon accueil auprès de ce segment de clientèle. Elle vise notamment les clients dont les outils de production et les process fonctionnent au gaz naturel.

Les Collectivités Territoriales

Les achats d'électricité des Collectivités Territoriales sont soumis au Code des marchés publics dès lors que les Collectivités font jouer leur éligibilité. La maîtrise des procédures est importante, et nécessite un savoir-faire spécifique. Les collectivités Territoriales portent une attention particulière à la capacité du fournisseur à réduire leur facture énergétique (prix compétitifs, optimisation des coûts de gestion, maîtrise de la demande d'énergie). Elles attachent également de l'importance au développement des énergies renouvelables et aux actions en faveur du développement durable. Les offres comprennent :

- de la fourniture d'électricité et de gaz naturel ;
- de la fourniture d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (Equilibre) ;
- des services de gestion ;
- des diagnostics (analyse des gisements d'économie d'énergie, développements des énergies renouvelables) ;
- ses services d'accompagnement des collectivités dans leurs projets territoriaux de développement.

Les ELD

Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finaux situés sur leur zone de desserte exclusive. Elles assurent 5 % de la distribution d'électricité en France et sont également parfois productrices d'électricité. Elles sont fortement ancrées dans le tissu des collectivités locales. Le décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés donne aux ELD la possibilité de se fournir auprès d'EDF à des tarifs spécifiques, pour la part de leur fourniture vendue aux clients non éligibles ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité, ainsi que pour leurs pertes réseaux.

B. Clients de la Division Particuliers et Professionnels

Cette division regroupe près de 27 millions de clients résidentiels et professionnels. Pour l'exercice 2005, le volume de ventes d'électricité de la division s'élève à 165 TWh[12].

Offre historique aux clients non-éligibles ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité

Les clients professionnels et résidentiels bénéficient historiquement d'une tarification suivant le tarif bleu.

Les tarifs réglementés ou historiques incluent un abonnement et une part variable (voir section 6.2.1.2.2.1 (« Le barème tarifaire ») ci-dessus).

L'abonnement correspond à la mise à disposition permanente de l'électricité chez un client, la durée minimale de souscription étant d'une année. Le prix d'un abonnement est proportionnel à la puissance dont le client a besoin en fonction du nombre et de la nature des équipements qu'il souhaite faire fonctionner simultanément. Cette puissance se mesure en kVA (ou kilo Volt Ampère qui est une unité de puissance apparente). Il existe neuf puissances différentes, de 3 à 36 kVA pour le tarif bleu, par palier de 3 kVA jusqu'à 18 kVA, puis par palier de 6 kVA jusqu'à 36 kVA. Tout changement de puissance est gratuit jusqu'à 18 kVA.

Offres aux professionnels souhaitant faire jouer leur éligibilité

Ces clients sont sensibles à la reconnaissance de leur statut de professionnel, à la qualité d'une relation commerciale dédiée et au prix de l'électricité. Ils attachent également une grande importance à la diversité, la souplesse et la simplicité des solutions proposées et sont demandeurs d'une offre duale incluant l'électricité et le gaz naturel. Ces clients sont également attentifs aux conseils en matière de maîtrise de la demande d'énergie.

S'ils restent prudents face au changement, ils souhaitent avoir le choix et disposer d'un accès à des conseils adaptés. Leurs préoccupations majeures sont marquées par la gestion du temps et la maîtrise de leur trésorerie.

Depuis le 1er juillet 2004, EDF propose les solutions EDF Pro qui ont pour objectif de simplifier la vie des professionnels, en leur proposant des solutions rapides et efficaces.

Par ailleurs, EDF élargit sa gamme de services complémentaires en matière d'Assistance Dépannage et de solutions de paiement. D'autre part, en cas de changement ou d'agencement de locaux

[12] Y compris les ventes au tarif bleu gérés par la Division Particuliers & Professionnels pour le compte de clients de la Division Entreprises (11 TWh).

professionnels, EDF fournit des conseils, des diagnostics et des offres en matière de maîtrise de l'énergie et adresse des bulletins spécialisés susceptibles de constituer un appui pour l'élaboration du cahier des charges techniques. Le client professionnel peut ainsi se doter des équipements énergétiques les plus performants et les mieux adaptés à ses besoins.

EDF propose également à ses clients professionnels une offre kWh Equilibre dans laquelle l'électricité consommée est fournie partiellement ou totalement, à partir de sources d'énergies renouvelables.

Depuis le 15 juin 2005, EDF propose une offre duale électricité et gaz naturel. Cette offre répond à une attente très forte de la part des professionnels et constitue un levier de différenciation par rapport aux concurrents mono-énergie.

Ces offres sont vendues directement par EDF. A cet effet, dans chacune des huit Directions Commerciales Régionales, une agence commerciale Pro regroupe l'ensemble des moyens affectés au marché des professionnels sur la région.

Offres aux clients résidentiels : préparer l'ouverture du marché

Ce marché regroupe l'ensemble des particuliers. Il est caractérisé par le nombre très important de clients et par un niveau moyen de la facture d'électricité annuelle relativement faible. Les particuliers attendent essentiellement de leur fournisseur d'énergie une bonne adéquation des tarifs à leur mode de consommation assortie d'options répondant à leurs besoins. En termes d'offres de services et de prestations, ces clients souhaitent des conseils personnalisés, notamment lorsqu'ils emménagent.

La politique commerciale sur le marché des particuliers, historiquement ciblée sur la promotion du chauffage électrique, se positionne sur le confort dans l'habitat et la maitrise de l'énergie. EDF se prépare à l'ouverture du marché à la concurrence en 2007 en faisant évoluer les offres, la communication et le modèle d'activité de la Division Particuliers et Professionnels.

Le tarif associé aux clients particuliers est le tarif bleu domestique constitué d'une structure binôme (abonnement + prix du kWh). L'ouverture du marché implique pour EDF d'adapter les services associés au tarif bleu domestique selon deux axes : les services « autour de la fourniture » et les services « autour de certains moments clés » comme la mobilité et les projets d'amélioration du confort thermique.

Les services autour de la fourniture sont élaborés :

- pour offrir de la simplicité et de la sécurité ;
- pour proposer des services payants pour améliorer l'équilibre coût/confort ;
- pour permettre une bonne compréhension et une maîtrise des consommations.

La gamme de service autour de la fourniture comporte un volet destiné aux clients démunis.

Les services autour de certains moments clés visent à :

- répondre aux attentes des clients en matière de confort dans leur logement et de maîtrise de la consommation d'énergie ;
- apporter de la simplicité et du choix ;
- accompagner les clients avec une démarche globale et de façon adaptée aux spécificités de leurs projets.

La gamme d'offres autour des usages s'étend et s'étoffe (conseils, offre de financement) pour répondre aux attentes en matière de confort et dans le but de préparer l'ouverture de 2007.

La gamme d'offres actuelle se compose :

- de Vivrélec habitat neuf : un repère de qualité dans le neuf, des conseils et une offre de financement au propriétaire du logement ;
- de Vivrélec rénovation : des services et prestations pour accompagner les projets des clients, dans l'habitat existant, dont des financements avantageux ;
- du conseil confort Vivrélec : des conseils sur l'utilisation des appareils électriques adaptés aux situations spécifiques des clients (mobilité, économie d'énergie) ;
- du Diagnostic Confiance Sécurité portant sur les installations intérieures d'électricité ;
- d'Assurélec : un service prenant en charge les factures d'électricité en cas d'arrêt de travail, d'invalidité ou de décès ;
- d'Objectif Travaux : un service qui est destiné aux clients souhaitant faire réaliser des travaux de rénovation de leur logement et leur propose un accompagnement sur mesure par un Conseiller expert et la mise en relation avec des partenaires.

A l'horizon mi-2007, une offre gaz naturel sera également disponible.

Dans la phase de pré-ouverture, la politique d'intensification de la relation client par le biais du canal téléphonique a conduit la Division Particuliers et Professionnels à créer, en 2002, les Centres de Relations Client (« CRC ») chargés d'assurer les conseils et services auprès des particuliers. A titre d'exemple, 62,1 % des clients se déclarent très satisfaits sur appels entrants.

Il est en outre prévu, début 2007, un transfert d'EDF Gaz de France Distribution vers la Direction Commerce des personnes en charge de l'accueil et de la gestion des clients particuliers, pour constituer le commercialisateur Résidentiel assurant la synthèse des fonctions commerciale et clientèle. Pour conduire ces évolutions, EDF a créé une structure-projet ad hoc (le Projet Résidentiel EDF 2007) et un comité stratégique « ouverture du marché » présidé par le Président Directeur Général d'EDF se réunit tous les trois mois.

EDF participe, aux côtés des autres acteurs concernés par l'ouverture du marché résidentiel, aux travaux du « Groupe de Travail Electricité 2007 (GTE) » de la CRE qui vise à définir les règles de fonctionnement du marché ouvert de l'électricité[13]. Compte tenu du nombre considérable de clients concernés, EDF sécurise l'évolution de son système informatique afin :

- que tout client particulier voulant changer de fournisseur dès le 1er juillet 2007 puisse le faire dans de bonnes conditions d'équité, de transparence et de facilité ;
- que tout client voulant rester chez EDF au tarif puisse le faire en conservant la même qualité de service qu'aujourd'hui,

[13] EDF participe également aux travaux du « Groupe de Travail Gaz 2007 (GTG) » de la CRE.

- de prendre en compte au fur et à mesure les demandes du régulateur qui font encore l'objet d'études complémentaires.

Enfin, la Division Particuliers et Professionnels est orientée vers la réalisation de ce projet, notamment, afin de définir les structures et processus commerciaux et de faire évoluer son système d'information.

6.2.1.2.3.2 Les nouveaux partenaires de la Direction Commerce

EDF a conclu un certain nombre de partenariats afin de proposer à ses clients résidentiels une offre globale de services.

Domofinance

EDF a conclu le 24 juillet 2003 un accord cadre de partenariat avec Cetelem pour une durée de 5 ans. Cet accord prévoit la création d'une société financière détenue par EDF et Cetelem, établissement de crédit spécialisé dans les opérations de crédit à la consommation.

Cette société financière, Domofinance, détenue à hauteur de 45 % par EDF a été créée en perspective d'un élargissement de l'offre commerciale d'EDF dans un contexte d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Domofinance a pour objet d'effectuer toutes opérations de crédit à la clientèle de particuliers d'EDF en faisant notamment appel aux services du réseau de prescripteurs d'EDF. Par ailleurs, Domofinance peut diffuser des produits assurances liés aux crédits à la clientèle de particuliers ainsi que des produits d'assurances en relation avec l'activité de fourniture d'énergie. Dans ce cadre, Domofinance commercialise (i) le prêt « Rénovation » bonifié par EDF et (ii) le prêt associé aux travaux de sécurité électrique destiné à assurer les travaux de sécurité électrique dans le cadre de la démarche « confiance Sécurité » d'EDF. Domofinance a été agréée le 29 septembre 2003 en tant que société financière par le CECEI conformément aux articles L. 511-9 à L. 511-14 du Code monétaire et financier.

La commercialisation et la gestion des crédits octroyés par Domofinance incombent à une société en participation dont les résultats reviennent à hauteur de 52 % à Domofinance et 48 % à Cetelem.

Autres partenariats

EDF a, en outre, conclu deux autres partenariats spécifiques, l'un avec Cardif et l'autre avec le Crédit Foncier. Le partenariat conclu avec Cardif a pour objet la mise en place d'une convention d'assurance collective dénommée « Service Assurélec » qui couvre le règlement des factures d'électricité en cas de décès ou d'incapacité d'un client d'EDF ayant souscrit cette assurance. Le partenariat conclu avec le Crédit Foncier a pour objet la mise en place du « Prêt Vivrélec Habitat Neuf », dispositif de financement bonifié proposé dans le cadre de l'offre commerciale d'EDF Vivrélec.

D'autre part, une coopération avec Axa Assistance et Europe Assistance autour du service Assistance Dépannage. La commercialisation de ce service a démarré sur deux zones pilotes — Caen et Tours et a été généralisée sur l'ensemble du territoire en février 2006.

6.2.1.3 Optimisation amont/aval — Trading

6.2.1.3.1 ROLE ET MISSIONS DE LA DOAAT

La Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (DOAAT) coordonne et anime l'ensemble « Commercialisation-Production » (« C+P ») en vue d'assurer l'équilibre et l'optimisation du portefeuille d'actifs amont/aval d'EDF :

- en amont : parc de production, contrats d'approvisionnement long-terme, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs ;
- en aval : contrats de fourniture long-terme, portefeuille clients, ventes sur les marchés de gros, VPP, capacités d'effacement.

A ce titre, son rôle est de garantir la disponibilité des ressources pour approvisionner les clients d'EDF (clients finaux et engagements commerciaux du marché de gros) en maximisant la valeur de la chaîne « production-achats et ventes en gros-commercialisation ». Pour ce faire, elle effectue à tous les horizons de temps des arbitrages entre les différentes sources d'approvisionnement et opportunités de débouchés offerts par les moyens propres d'EDF et par le marché européen.

La DOAAT gère également les approvisionnements en combustibles fossiles — charbon et fuel — des centrales d'EDF.

Pour les transactions sur le marché de gros de l'électricité et des combustibles fossiles, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF. Cette entité effectue, à la demande de la DOAAT, (i) des opérations d'arbitrage s'inscrivant dans le cadre des stratégies d'optimisation définies par la DOAAT et (ii) des opérations de couverture (*hedging*) des engagements d'EDF visant à lui permettre de satisfaire ses engagements de commercialisation. EDF Trading a également développé des activités de trading en propre.

La DOAAT, positionnée aujourd'hui sur l'énergie électrique, verra son activité d'optimisation étendue au gaz dans le courant de l'année 2006.

La DOAAT, qui porte aujourd'hui les enjeux liés à l'intégration des activités amont-aval en France, a vocation à étendre son portefeuille aux activités d'EDF en Europe.

En outre, la DOAAT exerce directement la gestion d'un certain nombre d'activités commerciales : le mécanisme des enchères de capacités (« VPP ») décrit dans la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») (6 000 MW pour 43 TWh en 2005), les contrats long terme d'export et de participation décrit dans la section 6.2.1.3.5 (« Contrats d'achat/vente d'électricité en gros ») (58 TWh en 2005), les obligations d'achat (22 TWh en 2005) d'EDF.

La DOAAT emploie aujourd'hui un peu plus de 600 salariés, dont 260 à EDF Trading. Elle a géré un volume de flux électriques de 528 TWh[14] en 2005.

6.2.1.3.2 ACTIVITES D'OPTIMISATION DE L'EQUILIBRE AMONT/AVAL

La DOAAT porte, vis-à-vis de RTE-EDF Transport, la responsabilité de « responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF.

[14] Au périmètre d'activité C+P.

Au plan physique, trois aléas — température, hydraulicité et disponibilité du parc — exposent EDF à un risque volume sur sa production et la demande. Pour y faire face, elle prend des marges physiques de puissance suffisantes pour limiter à moins de 1 % la probabilité de défaillance d'EDF chaque semaine à la pointe, hors recours au marché spot. Ce critère du « risque de 1 % » procède d'un choix interne à EDF et non d'une obligation légale ou réglementaire.

Au plan financier, la DOAAT optimise la marge brute énergies de l'ensemble « C+P » en actionnant les leviers des portefeuilles amont, aval et marché en fonction des divers horizons de temps :

- **A court terme — la veille pour le lendemain** — cette optimisation consiste à communiquer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande qui permet de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF. Ce programme est établi en utilisant les souplesses du portefeuille clients (notamment effacements) et production en fonction de leur rentabilité économique et en arbitrant l'appel à ces leviers avec les achats ou ventes « spot » d'électricité réalisés par EDF Trading.
- La gestion de l'équilibre offre/demande se décline également **à un horizon de 12 à 18 mois,** au travers des principaux leviers d'action suivants : programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires), gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacement clients), achats/ventes sur les marchés de gros.
- **A moyen terme (deux à cinq ans)**, le rôle de la DOAAT est de construire une vision optimisée et équilibrée du portefeuille C+P d'EDF, en déterminant les trajectoires financières et le paysage des risques physiques et financiers souhaités. Les leviers principaux sont alors : la recherche de nouvelles modalités de maintenance ou d'exploitation visant à améliorer la disponibilité ou la flexibilité des moyens et l'adaptation de la composition du parc ; les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales ; l'adaptation de contrats long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés.
- **A plus long terme,** la DOAAT contribue à l'élaboration du programme d'investissement de production, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution des débouchés à long terme.

Pour tout horizon de temps, les activités de la DOAAT sont encadrées par une politique de gestion des risques, avec des critères et des limites de risques explicites, élaborée conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques Groupe.

En outre, la DOAAT simule l'impact sur l'équilibre physique et financier du portefeuille C+P des évolutions réglementaires et institutionnelles pouvant affecter les métiers d'EDF : mécanisme d'allocation de capacités aux frontières, durcissement des contraintes environnementales, sécurité de l'approvisionnement et de l'équilibre du système électrique.

6.2.1.3.3 EDF TRADING

Le négoce d'électricité et de combustibles fossiles est un élément clé d'optimisation des activités de production et de fourniture d'EDF, dans la mesure où les contraintes des producteurs et des fournisseurs doivent être prises en compte de manière conjointe, et non séparément, en cas de recours aux marchés de gros.

EDF Trading est l'entité en charge des activités de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du combustible fossile pour le compte d'EDF, tirant ainsi profit de la position de premier plan occupée par EDF en Europe. EDF Trading est également en charge de l'achat et de la vente de capacités de transport au sein de réseaux de transport en Europe et d'interconnexions en France, des activités de négoce de gaz sur les marchés de gros afin d'assurer le développement des activités midstream du Groupe et de l'alimentation des centrales au charbon et au fioul d'EDF. En 2005, EDF Trading a négocié environ 1 197 TWh d'électricité, 149 Gm^3 de gaz naturel, 238 millions de tonnes de charbon et les capacités de transport afférentes ainsi que 177 millions de barils de pétrole (dont 171 millions de barils sous forme de produits financiers), générant un résultat net de 234 millions d'euros.

Les activités de négoce d'EDF Trading sont entièrement intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT. Ainsi, le Directeur de la Branche DOAAT siège au conseil d'administration d'EDF Trading.

Afin de renforcer les synergies entre les activités d'optimisation et de trading, EDF Trading a annoncé l'ouverture le 10 avril 2006 d'une succursale en France, chargée des activités de trading journalier et infra-journalier sur électricité, notamment en France et en Allemagne. Les bénéfices attendus de la création de cette nouvelle entité sont, outre un accroissement de réactivité des activités d'optimisation face aux marchés, le développement par EDF d'offres innovantes et compétitives sur le marché France, ainsi qu'une optimisation plus efficace des actifs d'EDF en France. En fonction des besoins associés au développement des activités commerciales d'EDF, cette succursale pourra être amenée à intervenir sur d'autres marchés, notamment celui du gaz en France.

Cette entité sera placée sous le contrôle d'EDF Trading Londres et s'appuiera pleinement sur cette dernière pour la gestion de ses risques. Il s'agira d'une succursale de EDF Energy Merchants Limited, elle même filiale à 100 % d'EDF Trading, basée à Londres et réglementée par l'autorité financière britannique (le *Financial Services Authority*).

La réduction du risque de crédit associée aux activités de négoce est assurée par la mise en place d'accords collatéraux entre les acteurs du marché.

6.2.1.3.3.1 Négoce d'électricité

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF (DOAAT) et les marchés de gros de l'électricité. Il assure ainsi l'optimisation et la mise en oeuvre des achats-ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme décidées par la DOAAT. EDF Trading optimise également l'ensemble des contrats d'exportation de long terme d'EDF ainsi que les droits d'accès aux interconnexions associés.

Cette responsabilité initiale a permis un développement rapide d'EDF Trading sur les principaux marchés de gros de l'électricité en Europe. EDF Trading est aujourd'hui reconnu comme l'un des négociants les plus importants et les plus performants en Europe Continentale et au Royaume-Uni. Ainsi, EDF Trading a reçu l'un des *Energy Risk Award* en 2004 pour ses activités dans le secteur de l'électricité.

La plupart des activités d'EDF Trading dans le domaine de l'électricité reposent essentiellement sur des opérations bilatérales négociées de gré à gré. La proportion des opérations effectuées au moyen d'instruments financiers et dont le règlement-livraison se fait en numéraire uniquement a augmenté de façon graduelle et constante au cours des dernières années en raison de la volonté des nouveaux entrants de réduire leur exposition aux risques physiques et de crédit. Néanmoins, l'ampleur de ce développement reste limitée dans la mesure où les acteurs actuels du marché créent, utilisent et commercialisent les produits sous-jacents et ont besoin d'une livraison physique des produits.

6.2.1.3.3.2 Négoce de gaz

EDF Trading est l'un des principaux négociants sur les marchés européens du gaz et opère au Royaume-Uni, en Belgique, en Hollande, en Allemagne, à la frontière franco-belge, en Suisse, en Italie et en Irlande. EDF Trading intervient tout au long de la chaîne d'approvisionnement, de l'achat du produit directement au sortir des plates-formes offshore jusqu'à la livraison au client, en passant par le transport et le stockage. Les activités d'EDF Trading dans le domaine du gaz reposent sur un nombre important d'opérations structurées.

6.2.1.3.3.3 Négoce de charbon et de fret de charbon

EDF a confié à EDF Trading la responsabilité exclusive de l'approvisionnement en charbon de ses centrales thermiques. EDF Trading est l'un des acteurs majeurs à la fois sur les marchés physiques et notionnels, du charbon et du fret correspondant. EDF Trading achète du charbon en provenance des principales zones mondiales de production, notamment l'Afrique du Sud, l'Australie, la Colombie, l'Indonésie et la Pologne, et constitue l'un des principaux importateurs de charbon en Europe. En 2004, EDF Trading a créé une filiale en Australie afin de soutenir le développement de sa présence en Australie et en Asie du Sud Est. EDF Trading a conclu des contrats d'achat à long-terme dans les bassins pacifique et atlantique, et dispose d'équipes spécialisées et très expérimentées dans la logistique maritime et terrestre.

6.2.1.3.3.4 Négoce de pétrole

Compte-tenu de l'indexation des prix des contrats de gaz sur les cours des produits pétroliers, EDF Trading a pris des positions financières sur le marché du pétrole. Ainsi, les activités de négoce consistent principalement à effectuer des opérations de couverture sur le portefeuille des contrats de gaz et à développer le trading autour de ces positions en fonction des opportunités d'arbitrage qui se présentent sur les marchés.

6.2.1.3.4 LES ENCHERES DE CAPACITE

La DOAAT gère le mécanisme des enchères de capacités (« VPP »).

Les enchères de capacité résultent d'un engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne dans le cadre de la prise de participation d'EDF dans EnBW. EDF s'est ainsi engagée depuis 2001 à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, et ce, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit en principe, jusqu'au 7 février 2006. Depuis cette date, EDF a la possibilité de déposer une demande motivée auprès de la Commission afin que celle-ci examine si le marché de l'électricité français offre des sources d'approvisionnement alternatives suffisantes et le cas échéant, décide si le système d'enchères doit être prolongé ou terminé.

Cet engagement pris début 2001 était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. Il visait à compenser les effets sur la situation concurrentielle française du rapprochement EDF-EnBW.

En 2005, un peu plus de 43 TWh (pour 42 TWh en 2004 et 34 TWh en 2003) ont ainsi été mis à disposition du marché.

A l'issue de cette période de cinq ans, EDF a fait le choix de ne pas déposer de demande de fin des enchères. Les enchères se poursuivent donc à ce jour. Néanmoins, des discussions sont actuellement en cours avec la Commission européenne sur l'avenir de ces enchères de capacité.

Dans le cadre de ces discussions, EDF a récemment annoncé :

- la poursuite des enchères de capacité sans modification significative jusqu'en juin 2006 ;
- son souhait de voir, le jour venu, l'extinction des enchères s'opérer selon un mécanisme de réduction progressive des quantités offertes et selon des modalités visant à ne pas perturber le bon fonctionnement du marché ;
- qu'elle informerait au plus tôt les acteurs du marché de toute évolution intervenant dans ce processus d'enchères.

6.2.1.3.5 CONTRATS D'ACHAT/VENTE D'ELECTRICITE EN GROS

EDF a conclu, essentiellement entre les années 70 et les années 90, des contrats d'achat et de vente d'énergie avec des opérateurs européens tels qu'Electrabel-Suez, EnBW, REE, NOK, SEP/NEA, EGL, Atel et Enel, et français comme CNR et la SNET.

En 2005, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 58 TWh et 14 TWh.

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 de vie de l'installation (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF — Contrats d'allocation de production ») ci-dessus) ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans ;
- des droits ou obligations vis-à-vis des ex-producteurs liés (principalement SNET et CNR), devenus indépendants d'EDF à l'ouverture des marchés et qui sont appelés à s'éteindre à l'horizon 2006 pour CNR et 2010 pour la SNET.

Le portefeuille des contrats est représentatif de la structure du parc de production d'EDF, principalement composé de moyens nucléaires (EDF vend de l'énergie en base et achète de l'énergie de semi-base et de pointe).

Sur l'ensemble des quantités d'énergie traitées en 2005, plus de 50 TWh ont été fournis aux points d'interconnexion avec les systèmes électriques adjacents en vertu des droits d'accès prioritaires au réseau dont bénéficiaient ces contrats (contrats de long terme conclus avant l'ouverture des marchés), les quantités restantes étant livrées sur le réseau de transport RTE.

Saisie pour avis dans le cadre d'un contentieux néerlandais relatif à la légalité d'une décision réservant prioritairement à un opérateur (Sep/NEA) une partie de la capacité du réseau transfrontalier en vue d'une importation, la Cour de Justice des Communautés Européenne a jugé, le 7 juin 2005, que de tels accès prioritaires aux interconnexions accordées en application d'engagements antérieurs à l'entrée en vigueur de la Directive, étaient discriminatoires, et donc contraires aux dispositions de celle-ci, dès lors que le gouvernement néerlandais n'avait pas sollicité et obtenu le régime dérogatoire prévu par la Directive au titre de son article 24.

A la suite de cette décision, TenneT, le gestionnaire du réseau néerlandais, a annoncé sa décision de ne plus accorder, à partir du 1er septembre 2005, de priorité pour l'allocation de la capacité sur l'ensemble des frontières des Pays-Bas. Cette décision était notamment applicable aux contrats conclu entre EDF et SEP avant l'ouverture du marché de l'électricité.

Sur recommandation de la Commission européenne et prenant en compte les conséquences de l'arrêt précité, le régulateur français a pris la décision de supprimer, à compter du 1er janvier 2006, le régime de priorité d'accès aux interconnexions avec les Etats membres de l'Union. Le principe de l'accès aux interconnexions relève désormais d'un mécanisme d'enchères pour la réservation de capacités d'échange s'appliquant à toutes les transactions, y compris les contrats de long terme conclus avant l'ouverture des marchés.

Un régime dérogatoire de priorité est toutefois maintenu pour l'interconnexion suisse et pour la moitié de la puissance du contrat EDF-Enel, le régulateur italien n'ayant pas intégralement souscrit aux recommandations de la Commission.

Depuis, la faculté d'arbitrage géographique des contreparties d'EDF situées dans un Etat-membre de l'Union européenne est subordonnée à l'acquisition de capacité d'accès à l'importation, selon les nouvelles règles mises en place. En l'absence de telles capacités d'accès à l'importation, EDF a procédé à la livraison de l'énergie de ces contrats dans leur périmètre d'équilibre en France.

En conséquence, les contrats qui disposaient d'un droit prioritaire d'accès aux frontières belge, allemande, espagnole et italienne (pour la moitié de la puissance) sont en principe livrés en France sauf pour les contreparties qui souhaitent une livraison à la frontière et détiennent des droits d'accès correspondant ou une faculté d'importer.

Cette situation nouvelle peut conduire les contreparties d'EDF à demander une renégociation des contrats, sans qu'il soit possible à ce jour de préjuger ni de l'étendue de l'ensemble des négociations, ni de leur issue.

6.2.2 Opérations régulées France

Les opérations régulées France d'EDF comportent :

- le transport, géré par RTE-EDF Transport ;
- la distribution, gérée par EDF Réseau Distribution et EDF Gaz de France Distribution (direction commune avec Gaz de France) ;
- les activités d'EDF dans les Systèmes Energétiques Insulaires (Corse, DOM et Saint-Pierre-et-Miquelon), gérées par la direction Systèmes Energétiques Insulaires (SEI).

Les tarifs de ces opérations régulées sont fixés au travers des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ainsi qu'au travers de la compensation des surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (CSPE ZNI).

6.2.2.1 Transport — RTE-EDF Transport

Créé le 1er juillet 2000, RTE est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec près de 100 000 km de circuits à haute et très haute tension et 44 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE au cœur du marché européen de l'électricité. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Il assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau et constitue, à cette fin, au sein d'EDF, un service indépendant avec une gestion managériale, comptable et financière dissociée. La filialisation de RTE a été mise en œuvre durant l'année 2005 (voir section 6.2.2.1.3 (« Filialisation de RTE-EDF Transport ») ci-dessous) et RTE devenu RTE-EDF Transport, est désormais une filiale à 100 % de EDF, consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe.

En 2005, RTE-EDF Transport a réalisé un chiffre d'affaires de 4 041 millions d'euros (dont environ 72,3 % provenant des activités d'accès au réseau de transport par les distributeurs), un excédent brut d'exploitation de 1 557 millions d'euros et un résultat net de 310 millions d'euros. Ses emprunts et dettes financières au 31 décembre 2005 s'élevaient à 6 741 millions d'euros (Source : Rapport d'activité 2005 RTE-EDF Transport).

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE-EDF Transport au cours des années 2002 à 2005 :

TWh	2002	2003	2004	2005*
Injections				
Production	509,5	515,8	521,6	522,7
Soutirages				
Energie prélevée pour le pompage	7,3	7,3	7,2	6,5
Livraisons (y compris pertes)	425,2	442,4	452,5	455,8
Solde exporteur des échanges physiques	7,0	6,1	61,9	60,4

* Chiffres provisoires.
(Source : Rapport annuel RTE 2005)

En 2005, le solde net instantané des échanges physiques avec l'étranger de RTE-EDF Transport a toujours été exportateur, sauf pendant un peu moins d'une centaine d'heures dans l'année lors des vagues de froid de fin février/début mars et fin décembre.

6.2.2.1.1 ACTIVITES DE RTE-EDF TRANSPORT

En application de la Loi du 10 février 2000 (et réaffirmé par la Loi du 9 août 2004, voir section 6.5.2.2 (« Législation française — Le gestionnaire du réseau de transports ») ci-dessous), le gestionnaire du réseau de transport d'électricité exploite, entretient et développe ce réseau de manière indépendante des autres activités d'EDF.

A ce titre, RTE-EDF Transport :

- gère les flux d'énergie : il assure l'équilibre offre/demande et procède aux ajustements, gère les flux d'électricité, gère les droits d'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux voisins. Il mobilise les réserves et compense les pertes. Il procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts ;
- gère l'infrastructure de transport : RTE-EDF Transport exploite et entretient le réseau public de transport et est responsable de son développement, en minimisant le coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, des personnes et des biens ;
- garantit l'accès au réseau de transport : il conclut des contrats avec les utilisateurs du réseau de transport, sur la base des tarifs d'accès aux réseaux et dans le respect des règles de non discrimination.

6.2.2.1.1.1 Gestion des flux d'énergie

Equilibre production/consommation

L'électricité ne se stockant pas à l'échelle industrielle, RTE-EDF Transport veille en permanence à l'équilibre du système électrique, lié à l'exacte correspondance entre l'offre et la demande d'électricité en temps réel.

Ajustements

Chaque jour, les « responsables de programmation » (producteurs, négociants...) notifient à RTE-EDF Transport, la veille pour le lendemain, la quantité d'électricité qu'ils entendent faire transiter sur le réseau, son origine (identification des différents moyens de production et des importations, échanges de blocs), sa destination (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport, exportations, échanges de blocs) et à quels moments elle sera sur le réseau. Ils peuvent modifier ces paramètres lors de 12 guichets (heure limite de soumission d'une offre). RTE-EDF Transport assure le fonctionnement du réseau sur la base de ces déclarations, mais il doit pouvoir compenser les aléas (écart de consommation, défaillance de production, ligne de transport endommagée, etc.) qui affectent cet équilibre en faisant appel, sans délai, à des réserves d'énergie à la hausse ou à la baisse. Avant 2003, EDF fournissait *de facto* l'énergie nécessaire. Depuis 2003, ce sont les acteurs du marché qui proposent ces réserves à RTE-EDF Transport sous la forme « d'offres d'ajustement » intégrant un prix et des conditions d'utilisation. Selon les besoins, RTE-EDF Transport fait appel aux offres disponibles sur la base de la préséance économique. Le nouveau dispositif s'adresse à tous ceux, qu'ils soient producteurs, négociants ou consommateurs d'électricité, dont l'activité se caractérise par la flexibilité. Ils peuvent désormais valoriser cette souplesse, les uns en modulant leur production, les autres en effaçant une partie de leur consommation.

Calcul des écarts

RTE-EDF Transport a adapté son dispositif de responsable d'équilibre à l'ouverture à la concurrence du marché des professionnels intervenue le 1er juillet 2004. Les écarts de chaque responsable d'équilibre sont calculés, pour une part, à partir des courbes de charges réelles obtenues par les télérelevés des compteurs effectués par RTE-EDF Transport et par les distributeurs et, pour une autre part, par les courbes de charge estimées à partir des techniques de profilage.

Ces dernières doivent ensuite être réajustées pour correspondre, d'une part, aux flux globalement soutirés par les réseaux de distribution depuis le réseau public de transport et, d'autre part, aux index relevés.

Ce nouveau dispositif repose sur la coopération étroite entre RTE-EDF Transport et les distributeurs avec des échanges d'information importants.

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE-EDF Transport dus aux écarts négatifs est répercuté aux « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs...) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE-EDF Transport compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE-EDF Transport gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins.

Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre. Ces interconnexions sont utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité (par exemple, pour compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en France en faisant appel aux producteurs et transporteurs voisins) et pour développer le marché européen de l'électricité en permettant à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union Européenne. De surcroît, ces interconnexions, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre des frontières, permettent de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

6.2.2.1.1.2 Gestion de l'infrastructure de transport

Maintenance

RTE-EDF Transport assure la maintenance du réseau de transport au travers de l'entretien quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

A la suite des tempêtes de 1999, RTE-EDF Transport a engagé un programme de sécurisation mécanique qui devrait s'échelonner sur environ 15 ans. RTE-EDF Transport a consacré près de 100 millions d'euros à son déploiement en 2004. Ce projet, mené avec de nombreux prestataires extérieurs, vise à renforcer la tenue mécanique des lignes aériennes pour qu'elles résistent à des vents soufflant jusqu'à 150 km/h et à transformer ou installer 14 000 pylônes anti cascade pour prévenir l'effet « domino » si les vitesses du vent étaient supérieures. Avec 1 162 supports anti cascade installés en 2005, plus de 4 657 pylônes anti cascade ont été installés à la fin 2005 sur le réseau.

En complément de ces programmes, RTE-EDF Transport modernise son parc de liaisons de dépannage 400 kV. Il s'est doté de trois nouvelles lignes, de 2,5 km chacune, pouvant être déployées en moins de cinq jours par le Groupe d'Intervention Prioritaire (« GIP »), un délai confirmé par un exercice grandeur réelle dans la région de Saumur en 2003. Ces lignes, dont le nombre sera porté à cinq en 2006, sont destinées à faire face à des ruines de pylônes causées par des événements météorologiques de grande ampleur. Elles peuvent aussi être utilisées pour des aménagements provisoires afin de faciliter des travaux sur le réseau en évitant ainsi la coupure prolongée d'une artère importante.

Développement

RTE-EDF Transport poursuit par ailleurs le développement du réseau. Les nouveaux projets visent à renforcer le réseau national et l'ancrage du réseau de transport français dans le système européen.

En 2005, RTE-EDF Transport a dépensé 582 millions d'euros au titre du développement de son réseau contre 510 millions d'euros en 2004.

Bilan énergétique 2005

Hausse modérée de la consommation moyenne d'électricité et forte hausse des appels de pointe.

En 2005, la consommation intérieure française d'électricité a atteint 482,4 TWh, soit 3,2 TWh de plus qu'en 2004, représentant une hausse de 0,7 % en un an. Corrigée des aléas climatiques et de l'effet de l'année bissextile 2004, la hausse de la consommation d'électricité est de 0,5 % par rapport à 2004. Les variations climatiques ont entraîné un accroissement de la consommation de 10,8 TWh en hiver et de 0,4 TWh en été. L'année 2005 a en effet connu d'importantes périodes de froid ainsi qu'une vague de chaleur en juin. Le record de consommation de pointe enregistré le 28 février 2005 est le neuvième depuis la création de RTE-EDF Transport. Il dépasse de plus de 11 000 MW celui de 2001 pour atteindre 86 024 MW.

Due au recours accru au chauffage pendant les grands froids, la consommation des clients alimentés en basse tension augmente d'environ 3 % en valeur brute par rapport à 2004, et de 2 % en valeur corrigée des aléas climatiques. Celle des PMI — PME reste stable en 2005 par rapport à 2004, tandis que celle des grands industriels alimentés par le réseau de RTE recule de 3,6 %.

Les échanges commerciaux transfrontaliers (exportations + importations) progressent de 3,7 %, avec 123 TWh.

Ces résultats confirment le diagnostic de RTE-EDF Transport sur la nécessité de nouveaux investissements de production et de transport dès l'automne 2009. En octobre 2005, RTE-EDF Transport a publié la dernière édition de son Bilan prévisionnel 2006-2016. L'objet du Bilan prévisionnel confié à RTE-EDF Transport en vertu de la loi du 10 février 2000, est d'une part, d'établir tous les deux ans, des prévisions de consommation d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays et, d'autre part, de confronter ces prévisions avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production. Sur ces bases, RTE-EDF Transport évalue les besoins en nouvelles capacités de production, aux différentes échéances, pour garantir un niveau satisfaisant de sécurité d'approvisionnement. Au terme de son analyse, RTE-EDF Transport considère que l'accroissement des capacités de production déjà programmé est insuffisant pour compenser l'augmentation prévisible de la demande d'électricité et l'arrêt d'unités de production. En effet, la consommation intérieure d'électricité devrait croître de 7 à 8 TWh par an jusqu'en 2010 (hors fluctuations conjoncturelles liées au climat et à l'activité industrielle), et de 6 à 7 TWh par an au-delà. Sur la base des informations disponibles au 1er janvier 2005, RTE-EDF Transport estime que des moyens de production supplémentaires seront nécessaires, dès l'automne 2009, à hauteur de 1 200 MW à 1 700 MW, en fonction du niveau de la demande. Ces besoins seront, en partie, couverts par les décisions prises récemment par les acteurs du marché, dont EDF, telles que la remise en service de groupes fioul et l'installation de turbines à combustion supplémentaires. Le besoin de capacités supplémentaires peut ainsi être évalué à 800 MW dès l'automne 2009. A partir de 2010, les besoins indispensables pour maintenir la sécurité d'approvisionnement seront de 1 000 à 1 200 MW supplémentaires par an. Ces estimations prennent en compte, parmi leurs hypothèses, la mise en service, à l'horizon 2012, d'un réacteur EPR. La croissance de la demande d'électricité et le raccordement des nouveaux moyens de production rendent indispensables la construction de nouvelles lignes de transport, au niveau régional et national. Elles seront en particulier nécessaires

pour raccorder les futures fermes éoliennes, généralement implantées dans des zones peu habitées et éloignées du réseau de transport. (source : rapport d'activité 2005 RTE-EDF Transport)

6.2.2.1.2 ORGANISATION DE RTE-EDF TRANSPORT

L'article 12 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précise que le gestionnaire du réseau public de transport est indépendant sur le plan de la gestion des autres activités d'EDF. Il exerce ses missions dans des conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat, après avis de la CRE.

Directeur de RTE-EDF Transport

Le Directeur de RTE-EDF Transport a été nommé le 4 mai 2000 pour une durée de six ans par le Ministre en charge de l'énergie, après avis de la CRE. La loi du 10 février 2000 prévoit en outre qu'il ne peut être mis fin de manière anticipée aux fonctions de directeur que, dans l'intérêt du service, par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis motivé de la CRE transmis au ministre et notifié à l'intéressé.

Le Directeur du RTE-EDF Transport ne peut pas être membre du Conseil d'administration d'EDF.

6.2.2.1.3 FILIALISATION DE RTE-EDF TRANSPORT

Approbation des apports consentis par EDF à RTE-EDF Transport

L'Assemblée Générale Extraordinaire d'EDF en date du 31 août 2005 a approuvé les apports consentis par EDF à RTE-EDF Transport au titre du traité d'apport conclu le 30 juin 2005. L'Assemblée Générale Extraordinaire de RTE-EDF Transport en date du 1er septembre 2005 a également approuvé ces apports. En outre, les statuts de RTE-EDF Transport, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance, ont été approuvés par un décret en date du 30 août 2005.

Conformément à l'article L. 236-16 du Code de commerce, les commissaires à la scission désignés dans le cadre de cette opération d'apport ont conclu que :

- la valeur des apports s'élevant à 4 029 920 372 euros n'était pas surévaluée et, en conséquence, que l'actif net apporté était au moins égal au montant de l'augmentation de capital de la société bénéficiaire de l'apport augmentée de la prime d'apport ;
- que la rémunération proposée pour l'apport conduisant à émettre 213 224 869 actions de la société RTE-EDF Transport était équitable.

Conseil de surveillance de RTE-EDF Transport

RTE-EDF Transport est contrôlé par un Conseil de surveillance composé de douze membres, dont six nommés par l'Assemblée Générale Ordinaire, quatre représentants des salariés et deux représentants de l'Etat. La durée de leur mandat est de cinq ans.

Directoire de RTE-EDF Transport

RTE-EDF Transport est dirigé par un Directoire composé de quatre membres, personnes physiques, nommées pour une durée de cinq ans, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance. 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.

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le Président du Directoire soumet chaque année à l'approbation de la CRE le programme d'investissement du réseau public de transport d'électricité, compatible avec le plan financier à moyen terme de RTE-EDF Transport.

6.2.2.1.4 TARIF D'UTILISATION DU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport (dont EDF estime qu'il est l'un des plus bas d'Europe) est une composante du TURP (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») ci-dessous).

6.2.2.2 Distribution

L'activité de distribution a pour objet l'acheminement d'électricité vendue par les fournisseurs d'électricité aux clients finals. EDF dessert environ 34 000 des quelques 36 500 communes françaises, ce qui représente 95 % des volumes d'électricité distribués en France, la différence étant distribuée par des entreprises locales de distribution (ELD).

Le distributeur délivre l'électricité aux bornes (comptage) des installations des clients du réseau où sont réalisés les soutirages. Sur le réseau de distribution, divers opérateurs injectent de l'électricité. Ce sont principalement :

- RTE, qui assume en France les responsabilités de transporteur (voir section 6.2.2.1 (« Transport — RTE-EDF Transport ») ci-dessus) : les injections correspondantes se font au niveau des postes sources répartis sur le réseau ;
- des producteurs au titre d'installations dont la taille permet une injection directe sur le réseau de distribution.

A tout moment, ces injections doivent compenser les soutirages des clients et les pertes du réseau sous peine de dégradation de la qualité du produit délivré (qualité de l'onde, tension, voire continuité de fourniture).

Pour l'année 2004, les volumes d'électricité qui ont transité sur le réseau de distribution ont été :

- injections :
  - par le RTE : 329,2 TWh ;
  - par les producteurs décentralisés : 13,6 TWh ; du fait de la législation favorable aux énergies renouvelables, ce volume connaît une forte progression.
- soutirages : 324,6 TWh ;
- pertes : 18,2 TWh.

Le réseau de distribution génère des pertes, dont une part de pertes techniques dues à des raisons physiques (effet Joule) qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. Le distributeur doit compenser ces pertes pour fournir la quantité d'électricité demandée par les clients finals. En 2004, le taux de pertes a été d'environ 5 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 18,2 TWh ; ce taux est comparable à celui des principaux réseaux de distribution européens. Le coût pour le distributeur,

qui s'est élevé en 2004 à 742 millions d'euros, est inclus dans la base de coûts reconnue par le régulateur pour le calcul du TURP (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») ci-dessous).

Pour compenser ces pertes, le distributeur se fournissait auprès du producteur EDF. Depuis juillet 2004, il achète l'électricité correspondante sur le marché par le biais d'appels d'offres en mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. Sur l'année 2005, le distributeur a réalisé 36 appels d'offres et a retenu 1 611 produits sur 5 910 offres reçues.

L'activité du distributeur ainsi décrite repose sur six métiers :

- gestion des investissements et des actifs : assurer en tant que concessionnaire la gestion des actifs en concession (extension, renforcement et renouvellement du réseau) ;
- gestion de l'accès au réseau : assurer les relations avec les utilisateurs du réseau dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur ;
- exploitation et maintenance : conduire et maintenir le réseau en état de fonctionnement optimal ;
- réalisation des travaux : réaliser les interventions sur le réseau, soit directement, soit par appel à la sous-traitance ;
- gestion des comptages :
  - gérer le parc des compteurs ;
  - acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau ;
- jusqu'en 2007, accueil et gestion des clients non éligibles.

Préparation du Distributeur à l'ouverture des marchés 2007

Au sein du Groupe de travail électricité « GTE » 2007, le distributeur EDF anime les groupes de travail qui préparent les procédures du parcours client à l'ouverture (voir section 6.2.1.2 (« Commercialisation »).

6.2.2.2.1 RESEAU DE DISTRIBUTION

Caractéristiques techniques

Le réseau de distribution dont EDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.2 (« Concessions ») ci-dessous) est principalement constitué, au 31 décembre 2005, d'environ :

- 588 000 km de lignes moyenne tension à 20 000 volts (HTA) ;
- 658 000 km de lignes basse tension à 380 volts (BT) ;
- 721 000 transformateurs HTA/BT.

En général, les bornes de ce réseau sont :

- en amont, le poste source, propriété d'EDF pour la partie qu'elle exploite, qui fait l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ;
- dans certains cas, toujours en amont, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ;
- en aval, le compteur et le disjoncteur installés chez le client et qui relèvent de la concession.

Le tableau ci-dessous présente le poids respectif des éléments de réseau mesuré en pourcentage de la valeur brute des actifs (au 31 décembre 2005) :

Postes sources	9 %
Lignes HTA	28 %
Postes HTA/BT	11 %
Lignes BT	28 %
Colonnes montantes et branchements	15 %
Compteurs et disjoncteurs	5 %
Télécom et télécommande	1 %
Autres	3 %

Évolution des Investissements

En 2005, l'ensemble des investissements réalisés sur les réseaux de distribution était d'environ 2,2 milliards d'euros dont 1,1 milliard par EDF, 0,6 milliard par les autorités concédantes et 0,5 milliard par les clients.

Ces investissements permettent à EDF de remplir ses obligations vis-à-vis, notamment, des autorités concédantes, en terme de raccordement de nouveaux clients, et de respecter les normes techniques applicables. Au-delà, cet effort a permis de créer les conditions d'une amélioration durable de la qualité et de la sécurité.

Le réseau EDF en France se classe ainsi parmi les premiers pays européens avec, en moyenne, 1 heure de coupure par client et par an aujourd'hui contre 6,66 heures en 1980.

Les investissements restent importants et sont consacrés à la résorption des écarts inter-régions ou entre zones géographiques et à la diminution de la sensibilité des ouvrages aux aléas climatiques exceptionnels (tempête, enneigement, inondation). L'objectif est de maintenir le niveau de qualité atteint et de progresser dans des zones prioritaires où des besoins d'amélioration de la qualité sont identifiés.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, le distributeur EDF a mis en place une Force d'Intervention Rapide (« FIRE ») qui lui permet de mobiliser à tout moment sur une région touchée, les équipes d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients dont le service a été interrompu.

En outre, EDF, afin de répondre aux objectifs du contrat de service public, ainsi qu'à des objectifs environnementaux et esthétiques, s'est engagée à enterrer 90 % des nouvelles lignes HTA et de réaliser en « technique discrète » les 2/3 des nouvelles lignes BT. La politique du « tout enfouissement » n'est pas appliquée par EDF. Un réseau enterré reste soumis aux risques de coupure comme un réseau aérien. Il peut subir des agressions extérieures (canicule, inondations, travaux, etc.) et le temps nécessaire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients peut être plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

6.2.2.2.2 CONCESSIONS

En France, les réseaux de distribution sont la propriété des communes sur lesquelles ils sont construits. Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi des réseaux de distribution publique en France, en dehors du cas particulier des communes et groupements de communes qui,

antérieurement à cette date, avaient choisi d'exploiter elles-mêmes leur réseau dans le cadre de régies ou d'autres structures juridiques dont certaines ont, depuis, été transformées en Distributeurs Non Nationalisés (DNN). EDF exploite les réseaux de distribution dans le cadre de concessions signées avec les autorités locales concédantes, qui sont dans 97 % des cas un syndicat de communes. EDF gère 1 252 contrats de concession, et distribue ainsi de l'électricité auprès de 94 % des communes françaises et 95 % de la population.

Modalités des contrats de concessions

Un modèle de contrat de concession et de cahier des charges a été adopté (avec des ajustements selon que le contrat a été passé avec une commune urbaine ou un syndicat de communes) en juin 1992 à la suite de négociations entre EDF et la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (« FNCCR »), et validé par les représentants des pouvoirs publics. A ce jour, quelques 1 200 contrats de concession ont été révisés selon ce modèle.

Au 31 décembre 2005, les contrats de concession de 206 communes sont arrivés à échéance et font l'objet d'une tacite reconduction dans l'attente de la conclusion de la négociation sur le renouvellement. Ces communes représentent moins de 1 % de la population desservie par EDF. Par ailleurs, le contrat de la ville de Paris ne suit pas le modèle de 1992 : signé en 1955, il a fait l'objet de révisions régulières et vient à échéance le 31 décembre 2009.

Le contrat de concession est négocié localement sur la base du modèle de cahier des charges dont les clauses particulières sont présentées à la note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005. Les clauses d'ajustement spécifiques concernent :

- le partage de la maîtrise d'ouvrage pour les travaux de renforcements et d'extensions de réseaux ;
- la qualité de la tension ;
- la qualité de service ;
- l'amélioration de l'insertion des ouvrages dans l'environnement ;
- la durée des contrats ;
- la concertation entre concédant et concessionnaire sur l'évolution du service, notamment en matière de sécurisation des réseaux.

Durée des contrats de concession

Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. Pondérée par les consommations (exprimées en KWh acheminés aux clients aux tarifs bleu, jaune et vert), la durée résiduelle moyenne des concessions est actuellement de 17 ans.

La réalisation de travaux sur les réseaux de distribution : une compétence partagée.

La maîtrise d'ouvrage sur les réseaux — le maître d'ouvrage assurant l'organisation des travaux et du financement — est répartie, selon des principes fixés par le cahier des charges, de la manière suivante :

- en matière de raccordement (extension des réseaux et branchements) et de modification d'ouvrages (renforcement du réseau rendu nécessaire par l'accroissement de la demande d'électricité ou l'amélioration de la qualité de service), EDF et l'autorité concédante se répartissent la maîtrise d'ouvrage au cas par cas en situation de régime d'électrification rurale. Pour les régimes urbains, EDF assure, de manière générale, la maîtrise d'ouvrage ;
- concernant la maintenance et le renouvellement (entretien, élagage, renouvellement à l'identique, mise en conformité), EDF est le maître d'ouvrage ;
- pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement (enfouissement, esthétique des ouvrages...), les collectivités locales sont maîtres d'ouvrage exclusifs.

Redevances et contributions

Les contrats de concessions prévoient le paiement d'une redevance visant à permettre au concédant de financer des dépenses liées à la concession. Cette redevance comprend :

- une part destinée à financer le fonctionnement (R1) contribuant au financement des dépenses de l'autorité concédante pour exercer sa mission ;
- une part destinée à financer l'investissement (R2) contribuant au financement des travaux effectués sur les réseaux par le concédant.

Par ailleurs, EDF paie une redevance due en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages d'électricité (« RODP »). Calculée selon une formule révisée en mars 2002 et fonction, notamment, de la population desservie, elle est versée aux communes ou syndicats concédants (pour l'occupation du domaine public communal) et aux départements (pour l'occupation du domaine public départemental).

En 2005, EDF a enregistré une charge de 188 millions d'euros au titre de R1 et R2, et 36 millions d'euros au titre de la RODP. En parallèle, au titre des redevances dues pour la concession de la ville de Paris et eu égard à son régime particulier, EDF a enregistré une charge de 59 millions d'euros.

D'autre part, EDF, comme les DNN, versent une contribution au FACE (Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification) assise sur ses recettes en tant que distributeur. Le FACE redistribue les recettes collectées aux collectivités locales pour le financement de leurs dépenses d'électrification en régime rural. En 2005, EDF a comptabilisé en charge 311 millions d'euros au FACE, soit 96 % des recettes du FACE.

En outre, EDF, comme les DNN, participe au mécanisme du FPE (Fonds de Péréquation de l'Electricité) qui répartit entre les gestionnaires de réseau de distribution les charges de péréquation liées à l'obligation de faire bénéficier tous les clients du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire. Au titre de l'exercice 2005, EDF a comptabilisé en charge 6,3 millions d'euros dans le cadre de sa participation au mécanisme du FPE.

Enfin, à l'instar de la TVA reversée à l'Etat, EDF assure en pratique la collecte et la rétrocession aux collectivités locales des taxes locales sur l'électricité payées par les clients.

6.2.2.2.3 ORGANISATION

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF sont effectuées avec Gaz de France au sein d'un service commun. Ce mode d'organisation « mixte » permet une plus grande efficacité et une couverture territoriale optimisée dans le contexte opérationnel des activités de distribution. Ainsi, environ un tiers des interventions techniques et des relevés chez les clients sont des actes simultanés électricité/gaz.

Ce mode d'organisation conduit à des synergies opérationnelles obtenues par la mise en commun des métiers du comptage, des « petites interventions » et de la gestion clientèle des clients non éligibles, auxquelles s'ajoutent un intérêt en terme d'évolution de carrière et de motivation des salariés. Il permet, dans le même temps d'obtenir une couverture territoriale fortement appréciée des collectivités territoriales et des autorités concédantes.

L'obligation, issue des directives communautaires, d'assurer l'indépendance organisationnelle des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de distribution de gaz par rapport aux autres activités de leurs maisons-mères ont nécessité une modification de cette organisation. Elle a visé à préserver les synergies liées à la mixité et elle a intégré le caractère transitoire de la situation jusqu'à l'échéance de 2007.

Dans ce cadre, la nouvelle organisation mise en place au 1er juillet 2004 repose sur :

- un gestionnaire de réseau de distribution pour l'électricité au sein d'EDF, « EDF Réseau Distribution » ;
- un opérateur commun à EDF et Gaz de France, défini par la Loi du 9 août 2004, « EDF Gaz de France Distribution ».

En parallèle, Gaz de France a mis en place un gestionnaire de réseau de distribution pour le gaz en son sein : « Gaz de France Réseau Distribution ».

EDF Réseau Distribution : Gestionnaire du réseau de distribution

La direction EDF Réseau Distribution est responsable de la gestion du réseau de distribution d'électricité sur le territoire métropolitain continental. EDF Réseau Distribution a pour mission, notamment, de :

- définir et conduire les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des actifs des réseaux de distribution concédés à EDF ;
- négocier et cosigner les contrats de concession et leurs avenants ;
- assurer le caractère non discriminatoire du raccordement et de l'accès au réseau de distribution ;
- assurer la responsabilité des relations avec l'ensemble des autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités.

Au 31 décembre 2005, EDF Réseau Distribution comprenait 1 329 salariés.

Pour mener à bien ces missions, EDF Réseau Distribution s'appuie en partie sur EDF Gaz de France Distribution.

EDF Gaz de France Distribution : Opérateur commun à EDF et Gaz de France

Missions d'EDF Gaz de France Distribution

EDF Gaz de France Distribution assure la gestion du service public de proximité que constitue la distribution des énergies.

En ce qu'il relève d'EDF, EDF Gaz de France Distribution a pour missions :

- la réalisation des travaux de construction, de développement et de maintenance sur les ouvrages de distribution d'électricité ;
- l'exploitation technique du réseau et ouvrages de distribution ;
- la réalisation des activités de comptage ;
- la gestion des relations quotidiennes avec les collectivités locales, les autorités concédantes ;
- la gestion des relations quotidiennes avec la clientèle non éligible.

Au 31 décembre 2005, EDF Gaz de France Distribution compte environ 57 000 salariés, dont environ 43 500 salariés affectés conventionnellement à EDF et environ 13 500 salariés affectés conventionnellement à Gaz de France compte tenu de la répartition de leurs activités. Ils sont dirigés à l'échelle départementale au niveau de 95 centres de distribution couvrant ainsi le territoire métropolitain continental.

Gestion de la clientèle

Jusqu'en 2007, les missions de EDF (attribuées à EDF Gaz de France Distribution) vis-à-vis des clients non encore éligibles sont celles définies en juillet 2004, que ce soit dans les relations entre EDF et Gaz de France ou entre distributeur et commercialisateurs.

La mission de gestion de la clientèle résidentielle non éligible est assurée par près de 8.000 conseillers « mixtes » au travers de :

- points d'accueil clients et des points de contacts en partenariat (« points services avec la poste » ainsi que les « points infos services et médiation », les « points services particuliers » et « les maisons service public »), accessibles par près de 98 % de la population en moins de 20 minutes, qui ont géré environ 8,5 millions de contacts physiques en 2005 ;
- plateaux clientèle qui assurent le back office et la réception d'appels en heures ouvrables ;
- 7 centres d'appels nationaux accessibles 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 qui ont traité environ 30 millions d'appels entrants en 2005.

Les activités techniques clientèle ont représenté en 2005, 65,7 millions de relevés de compteurs et 12 millions d'interventions chez le client, dont 6 millions avec un contact client. Elles sont effectuées par près de 12 000 techniciens « mixtes » répartis sur environ 750 centres d'intervention qui permettent d'accéder à environ 97 % de la population en moins de 20 minutes.

Cette organisation est en continuité avec l'organisation précédente qui permettait d'atteindre un haut niveau de satisfaction des clients. En 2005, 94,6 % des clients particuliers se sont montrés satisfaits de la qualité de l'accueil et des conseils d'utilisation fournis. Concernant le réseau (relevés, interventions techniques, qualité de la fourniture), ce sont 90 % des clients

particuliers qui étaient satisfaits des services proposés (source : enquêtes commandées par EGD à des instituts de sondage).

Au-delà de 2007, EDF et Gaz de France devront répartir les effectifs clientèle dédiés aux particuliers entre le commercialisateur EDF, le commercialisateur Gaz de France et EDF Gaz de France Distribution en procédant à l'adaptation de leurs compétences.

Relations contractuelles entre EDF et Gaz de France au sein de l'opérateur commun

Dans le cadre de la mise en place de la nouvelle organisation en matière de distribution telle que décrite ci-dessus, EDF et Gaz de France ont conclu le 18 avril 2005 une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, EDF Gaz de France Distribution, ses compétences et le partage des coûts résultants de son activité. Cette convention a été conclue pour une durée indéterminée et peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier une convention. Si à l'issue de ce délai, une nouvelle convention n'est pas conclue, il sera fait application d'une procédure de règlement des différends décrite ci-dessous.

La convention prévoit qu'EDF Gaz de France Distribution conduit et met en œuvre les activités entrant dans le domaine de la distribution (qu'il s'agisse d'activités exercées par EDF Gaz de France Distribution pour le compte exclusif d'EDF ou de Gaz de France ou d'activités exercées de façon simultanée et indifférenciée pour le compte des deux parties) et met en œuvre les politiques et décisions relatives aux missions qui lui sont confiées dans une logique de recherche de performance. EDF Gaz de France Distribution est solidairement responsable avec chaque gestionnaire du réseau de distribution (EDF Réseau de Distribution et Gaz de France Réseau de Distribution) de la performance des activités de distribution qui leurs sont confiées. Toutefois, les obligations d'EDF et Gaz de France au titre de la convention sont distinctes et non solidaires.

EDF et Gaz de France ont par ailleurs défini dans cette convention les principes et modalités de gouvernance d'EDF Gaz de France Distribution (organisation, pilotage et évolution). Cette convention prévoit que chaque entreprise a la liberté de faire évoluer les activités qui lui sont propres au sein d'EDF Gaz de France Distribution. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers d'EDF Gaz de France Distribution, une étude d'impact est conduite et le préjudice éventuel est compensé par le versement d'une indemnité financière et/ou par modification de l'accord conclu entre les deux entreprises. Les décisions relatives aux activités mixtes sont prises en commun par les deux entreprises.

Deux instances permettent de prendre les décisions communes aux deux entreprises concernant la gouvernance d'EDF Gaz de France Distribution. Les missions respectives de chaque instance sont établies en cohérence avec les délégations de pouvoirs conférées aux différents responsables :

- un comité traite des aspects de pilotage qui sont propres aux missions confiées aux gestionnaires de réseau ; il est composé de deux responsables des gestionnaires de réseau de distribution de chacun des deux groupes ; ces responsables disposent chacun d'un droit de vote égal ; le directeur d'EDF Gaz de France Distribution participe également à ce comité mais ne dispose pas d'un droit de vote ;
- un directoire au niveau de chacun des deux groupes est chargé de veiller à la cohérence des politiques générales des deux groupes vis-à-vis d'EDF Gaz de France Distribution et prend les décisions qui ne sont pas du ressort des gestionnaires de réseau ; il est composé de deux responsables de chacun des deux groupes qui disposent d'un droit de vote égal.

Ni EDF, ni Gaz de France ne peuvent en conséquence se voir imposer de décision sans l'accord de l'autre partie. Par ailleurs, l'article 5 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 dans sa rédaction issue de l'article 2 de la Loi du 9 août 2004 dispose que « *chacune des sociétés assume les conséquences de ses activités propres dans le cadre des services communs non dotés de la personnalité morale* ».

D'autre part, la convention peut être modifiée :

- ***A l'initiative d'EDF et Gaz de France.*** A cet effet, une étude d'impact pourra, le cas échéant, être réalisée. En outre, EDF et Gaz de France se rencontreront à intervalles réguliers, ou à la demande d'une d'entre elles, pour procéder à une revue générale et à une évaluation de l'application des dispositions de la convention, la première de ces rencontres devant avoir lieu avant le 31 décembre 2006.
- ***En cas de changement de loi.*** La convention devra être adaptée, tout en respectant l'équilibre global de la convention, pour tenir compte des évolutions du cadre législatif et réglementaire applicable.
- ***En cas de changement des circonstances économiques.*** Les conditions, notamment financières, stipulées dans la convention, ont été arrêtées en fonction des dispositions en matière de comptabilité, de fiscalité et de gestion de la trésorerie en vigueur à la date de sa signature. Elles ont également été arrêtées en fonction des circonstances économiques ou juridiques constatées à cette date. En conséquence, si par suite de la modification des circonstances ayant amené EDF et Gaz de France à conclure la convention :
  - une des parties venait à être soumise à toute mesure ou évènement fiscal, juridique, économique, financier ou autre, ou à un contentieux, entraînant des conséquences, notamment financières, importantes pour cette partie, ou
  - des dispositions de la convention viendraient à être irrégulières ou illégales, ayant pour effet d'augmenter les coûts engendrés pour cette partie par les obligations souscrites aux termes de la convention, de réduire de façon significative les avantages que cette partie retire de la convention ou encore de rendre la convention irrégulière ou illégale,

la partie concernée en avisera immédiatement l'autre partie. Les parties négocieront de bonne foi afin de prendre en compte ces circonstances nouvelles.

Par ailleurs, la convention organise les modes de règlement des différends entre les parties. En cas de différend relatif à la convention, les parties devront se réunir pour mettre en place tous moyens nécessaires pour parvenir à un accord amiable sur la résolution de leur différend dans un délai maximum d'un mois à compter de cette réunion. A défaut d'accord amiable à l'issue de ce délai, et dès lors que l'examen du litige ne porte pas atteinte à l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau de distribution, EDF et Gaz de France transmettent d'un commun accord sans délai, dans les règles de confidentialité requises, aux

membres du directoire mentionné ci-dessus qui ont reçu délégation à cet effet, les éléments du litige afin de rechercher une solution amiable dans un délai de 20 jours.

A défaut d'accord amiable entre les parties, le différend sera soumis, avant toute saisine du tribunal compétent, à une procédure de médiation externe. Les parties, d'un commun accord, nommeront le médiateur et définiront sa mission et les délais de réalisation de celle-ci. La solution proposée par le médiateur ne sera ni obligatoire ni exécutoire.

En cas de rejet de la solution du médiateur par une partie, le différend pourra être soumis à la compétence des tribunaux de Paris, qui pourront seuls trancher toute contestation relative à la formation, la validité, l'exécution ou l'interprétation de la convention.

Affectation des charges et des biens

Il existe au sein de l'opérateur commun EDF Gaz de France Distribution différentes catégories de charges :

- Les charges afférentes aux activités d'EDF Gaz de France Distribution qui relèvent directement de l'une des entreprises, et ce quelle que soit leur nature, sont directement imputées à cette entreprise. Elles ne donnent donc pas lieu à des flux financiers entre les deux entreprises. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités électricité uniquement, les charges correspondantes sont directement imputées à EDF ;
- Les charges relatives aux activités exercées de manière simultanée et indifférenciée pour le compte d'EDF et de Gaz de France, et ce quelle que soit leur nature, font l'objet d'une répartition entre les parties en application de clés de répartition contractuelles. Ces charges sont réparties entre EDF et Gaz de France à la source, c'est-à-dire dès le fait générateur de la dépense, et la quote-part revenant à chaque entreprise est directement enregistrée dans la comptabilité de l'entreprise concernée. Elles ne donnent donc pas non plus lieu à des flux financiers entre EDF et Gaz de France. La définition des éléments de calcul (assiette...) de chaque clé de répartition est identique entre EDF et Gaz de France. La clé de répartition la plus fréquemment utilisée est la clé « utilisateurs des réseaux ». A titre indicatif, les nouvelles clés de répartition aboutissent à un partage global d'environ 75 % pour EDF et 25 % pour Gaz de France en 2005. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités mixtes électricité/gaz, les charges correspondantes sont directement réparties, et imputées en comptabilité, entre EDF et Gaz de France selon la clé de répartition applicable ;
- En revanche, certaines charges peuvent être d'abord comptabilisées dans les comptes de l'une des deux entreprises et ensuite donner lieu à refacturation à l'autre entreprise. Ainsi, certains membres du personnel de l'opérateur commun sont rattachés administrativement (et donc comptablement) à l'une des deux entreprises, mais peuvent, de manière variable, effectuer des tâches pour le compte de l'autre entreprise. Les heures travaillées pour l'autre entreprise sont collectées quotidiennement et sont refacturées chaque mois. En 2005, 74 millions d'euros ont ainsi été facturés par EDF à Gaz de France, et 69 millions d'euros ont été facturés par Gaz de France à EDF. De même, pour le reste, certaines prestations de service effectuées pour l'ensemble de l'opérateur commun sont assurées (et prises en charge comptablement) par l'une des deux entreprises, puis celle-ci refacture l'autre, toujours sur la base d'une clé de répartition contractuelle. Il s'agit principalement de l'informatique et des télécommunications, des services automobiles et de l'immobilier. En 2005, au titre de ces services communs, 122 millions d'euros ont ainsi été facturés par EDF à Gaz de France et 82 millions d'euros ont été facturés par Gaz de France à EDF.

Filialisation du distributeur

L'article 15.1 de la directive européenne du 26 juin 2003 prévoit que, le 1er juillet 2007 au plus tard, « *lorsque le gestionnaire de réseau fait partie d'une entreprise intégrée, il doit être indépendant, au moins sur le plan de la forme juridique, de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées à la distribution* ».

La loi du 9 août 2004 doit être complétée afin de refléter la transposition des dispositions de la directive du 26 juin 2003 relatives à la séparation juridique du distributeur. A ce jour, aucun calendrier parlementaire précis n'a été défini par le gouvernement.

Le distributeur bénéficie d'ores et déjà de l'indépendance de gestion et de l'autonomie managériale. Le Groupe a choisi comme mode de séparation juridique la filialisation de la distribution au sein du groupe intégré.

Le périmètre de cette filialisation englobe les activités d'EDF Réseau Distribution (« ERD ») et celles d'EDF Gaz de France Distribution. Le scénario de référence retenu et partagé avec Gaz de France est celui d'une filialisation des deux gestionnaires de réseaux (électricité et gaz), EGD devenant un service commun de ces deux filiales.

6.2.2.3 Systèmes énergétiques insulaires

Les Systèmes Energétiques Insulaires (« SEI ») regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés ou faiblement connectés à la plaque continentale : principalement les Départements d'Outre-Mer, la Corse et la collectivité territoriale de St-Pierre et Miquelon. L'ensemble de ces territoires correspond aux « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » définis par la loi du 10 février 2000. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- d'une part, ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- d'autre part, la faible taille de leur système électrique et l'inexistence ou la faiblesse de leur interconnexion avec un réseau continental fait que les coûts de production y sont structurellement beaucoup plus élevés qu'en métropole, et de ce fait très supérieurs à la part qui en est reflétée dans les tarifs.

Cet état de fait a deux conséquences :

- les surcoûts de production dans ces SEI sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre compensés par le biais de la contribution au service public de l'électricité (« CSPE ») (voir section 6.4.3.3 (« Service public ») ci-dessous) ;
- le maintien de la péréquation tarifaire avec les prix de la métropole continentale fait que tout développement d'un marché concurrentiel de l'électricité y est peu probable.

La Loi du 9 août 2004 applique la dérogation prévue par la directive de 2003 à l'obligation de constituer des gestionnaires de réseaux indépendants pour les DOM, la Corse et la collectivité territoriale de Saint Pierre et Miquelon. L'organisation d'EDF dans chacun de ces territoires repose donc sur le maintien d'une structure intégrée, assurant à la fois la majeure partie de la production et l'ensemble des fonctions de gestionnaire de l'équilibre offre/demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

Compte tenu de l'écart existant, dans ces systèmes, entre le coût de production du MWh et le prix de vente au tarif péréqué, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seul ou en partenariat avec l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise d'Energie (l'« ADEME ») et les institutions locales, des actions de maîtrise de la demande d'énergie.

La plupart des SEI connait cependant une croissance importante de leur consommation (forte croissance démographique et/ou rattrapage du retard dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande doit être couverte par l'apparition de nouveaux moyens de production, décidés par le Ministre de l'Industrie dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements, soit par recours à une procédure d'appel d'offres, soit en autorisant des projets développés à l'initiative d'opérateurs.

Evolutions récentes et perspectives à moyen terme

(a) Rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

M. Le Ministre Délégué à l'Industrie a pris, le 23 mars 2006 (publié au journal officiel le 4 avril 2006), un arrêté fixant à 11 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de production en Corse, dans les Départements d'Outre Mer, à St Pierre et Miquelon et à Mayotte. Ce taux de 11 %, utilisé pour calculer la compensation des surcoûts de production dans ces territoires, s'applique à la rémunération du capital immobilisé dans les investissements suivants :

– création de moyens de production nouveaux ;

– augmentation de capacités de production existantes ;

– mise aux normes environnementales de capacités de production existantes ;

– rénovation de capacités de production existantes.

Pour ces investissements, ce taux se substitue au taux de 6,5 % utilisé jusqu'à présent.

(b) Investissements prévisionnels d'ici 2010

En tant que gestionnaire des réseaux dans les SEI, EDF a participé, courant 2005, aux travaux d'élaboration de la Programmation Pluriannuelle des Investissements, qui seront entérinés par arrêté ministériel au cours du deuxième trimestre 2006.

Compte tenu des taux importants de croissance de la demande d'électricité dans ces territoires, ces études démontrent la nécessité d'y construire de nouveaux moyens de production, à hauteur de 800 MW d'ici 2010.

En conséquence, outre la mise en service commerciale de la liaison électrique Sardaigne Corse (en date du 3 février 2006) ayant représenté pour le Groupe EDF un investissement de 19 millions d'euros en 2005, et dont le plan énergétique 2005-2015 adopté le 14 novembre 2005 par la Collectivité Territoriale Corse prévoit l'augmentation de capacité de 50 à 80 MW dès la fin 2007, EDF a l'intention :

- de lancer le projet du barrage du Rizzanese en Corse (54 MW) dès l'obtention des autorisations administratives ;
- d'étendre l'équipement hydraulique de Rivière de l'Est pour apporter 20 MW de capacité supplémentaire de pointe à la Réunion ;
- d'équiper en dispositifs de dénitrification les moteurs de la centrale du Vazzio en Corse et de la centrale de Bellefontaine en Martinique ;
- de participer largement au renouvellement des moyens de production thermique diesel arrivant en fin de vie à l'horizon 2010, en répondant en particulier à tous les appels d'offres qui seront lancés pour ces renouvellements.

6.2.2.4 Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP »)

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont adoptés conjointement par le ministre de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE.

Pour préparer sa proposition de tarif d'utilisation des réseaux publics (« TURP ») déstinée à remplacer le tarif en vigueur depuis le 1er novembre 2002, la CRE a consulté les principaux gestionnaires de réseaux concernés à partir du premier trimestre 2003. Au premier trimestre 2004, elle a également procédé à une consultation publique sur les principes tarifaires qu'elle envisageait d'appliquer. Sur cette base, la CRE a préparé des règles tarifaires comprenant la mise à jour des barèmes tarifaires applicables aux différentes catégories d'utilisateurs. Ces règles ont fait l'objet d'une nouvelle consultation publique lancée le 4 juillet 2005 et d'auditions des différentes catégories d'acteurs concernés pendant le mois de juillet 2005.

La proposition de la CRE aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie, transmise le 29 juillet 2005 et approuvée par eux le 23 septembre 2005, tient compte des évolutions introduites par la loi du 9 août 2004 et le réglement européen du 26 juin 2003. Celles-ci concernent les périmètres respectifs des actifs relevant du transport et de la distribution, le montant des charges de retraites supportées par les opérateurs de réseaux, ainsi que les recettes résultant des mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions internationales. La CRE a retenu une hypothèse de stabilité des investissements. La part non prévue par la CRE dans les amortissements et la rémunération de la base d'actifs régulée est éligible au CRCP (Compte de régularisation des charges et des produits), et sera rémunérée dans le cadre de ce dispositif. Au-delà de la période de validité de TURP 2, cet accroissement d'investissements sera rémunéré au travers de la base d'actifs régulée.

Compte tenu des incertitudes sur l'organisation de la distribution qui sera retenue dans le contexte de l'ouverture totale à la concurrence au 1er juillet 2007, la CRE estime que les règles tarifaires devront être à nouveau adaptées vers la fin de 2007. Sa proposition est donc conçue pour une durée de deux ans, les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution entrant en vigueur le 1er janvier 2006.

6.3. Présentation de l'activité du Groupe EDF à l'international

Au début des années 90, l'arrivée à maturité du marché français de l'électricité a conduit EDF à identifier des relais de croissance à l'international. Dans un premier temps, les acteurs européens étant détenus par des capitaux publics, les premières opportunités de croissance externe ont été saisies en Amérique Latine, principalement en Argentine et au Brésil. Par la suite, à mesure de l'ouverture progressive des marchés européens de l'électricité, le Groupe EDF a effectué des prises de participation majoritaires au Royaume-Uni et dans certains pays d'Europe centrale et orientale (PECO), et des prises de participation dans une logique partenariale principalement en Allemagne, en Italie, en Autriche et en Suisse.

Consécutivement à cette phase de croissance externe, le Groupe EDF a entrepris en 2002-2003 une stratégie de consolidation de son portefeuille d'actifs autour du modèle d'activité d'énergéticien intégré en Europe, dans une logique de renforcement de ses équilibres financiers.

6.3.1 Europe

Eléments du contexte européen

L'environnement du marché de l'énergie en Europe est en pleine mutation. La volonté politique affirmée, particulièrement au niveau de la Commission européenne, d'ouverture des marchés a déjà considérablement modifié le paysage énergétique, avec pour principales conséquences :

- un bouleversement complet des règles de fonctionnement de ces marchés, règles communément jugées comme non encore stabilisées ;
- une sensibilité et une volatilité des prix de l'énergie usuelles dans un marché de commodités mais accentuées par le contexte énergétique mondial ;
- une logique de marchés nationaux qui perdure néanmoins dans la plupart des pays en raison de la faiblesse des interconnexions.

Le renouvellement du parc de production constitue un enjeu majeur à plus ou moins long terme selon les pays. En toutes éventualités, les contraintes environnementales croissantes impacteront la composition des parcs de production et le niveau des prix.

On assiste d'ores et déjà à des restructurations rapides autour de quelques très grands groupes internationaux intégrés exerçant un ensemble équilibré de métiers (électricité, gaz), sous le contrôle vigilant de la Commission européenne.

Dans ce contexte, la volonté du Groupe EDF est d'être un acteur majeur du développement d'un marché européen fluide de l'énergie en participant activement à la construction de ce nouveau marché (interconnexions, respect des règles UE, etc.).

Ambition européenne du Groupe

Le Groupe a pour ambition de constituer un ensemble industriel cohérent des pays où sa présence est la plus importante : Royaume-Uni, Allemagne, Italie et Suisse. Au-delà, en Europe proche et notamment au Benelux et en Péninsule Ibérique, le Groupe étudiera toute nouvelle opportunité de développement rentable. Ainsi l'Europe devient le nouveau « marché de référence » avec un modèle d'activité intégré amont-aval et équilibré régulé-non régulé qui sera développé sur les pays limitrophes de la France, avec une priorité donnée au renforcement de ses filiales existantes. Par ailleurs, le Groupe entend continuer la construction de ses positions gazières, nécessaires à son ambition de devenir un acteur gazier européen reconnu, afin de sécuriser son offre, proposer à ses clients une offre multi-énergies et pour pouvoir disposer de moyens de production au gaz compétitifs.

L'ensemble industriel cohérent qui sera ainsi construit à partir des positions industrielles et actionnariales du Groupe permettra à ses principales filiales européennes de devenir des acteurs à part entière de sa stratégie.

Le Groupe met en œuvre les synergies opérationnelles entre ses différentes entités, en France et en Europe, au travers des objectifs suivants :

- posséder plusieurs entités sur une même plaque électrique pour optimiser les parcs et réduire les coûts de couverture de la pointe et être capable de proposer une offre aux clients multi-sites en Europe ;
- coordonner les approvisionnements et les investissements gaziers pour servir les ambitions du Groupe sur le marché du gaz.

Dans le même temps, le Groupe va continuer de se désengager, dans des conditions satisfaisantes, des positions présentant peu de synergies avec le reste du Groupe, en particulier en Amérique Latine et en Afrique.

Enfin, le Groupe EDF entend mettre en oeuvre des relais ciblés de croissance en Europe Centrale, en recentrant les positions actuelles sur un noyau dur pérenne pouvant constituer une base future de développement.

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques générales des principales filiales et participations du Groupe EDF en Europe (données au 31 décembre 2005) :

Nom de la société	Activités principales	Puissance installée/ Volumes de gaz manipulés	Nombre de clients %
Allemagne			
EnBW	Production électricité Transport Distribution électricité Transport Distribution gaz Commercialisation électricité et gaz Services	14,0 GW 9 Gm^3(2)	Environ 5 millions(1)
Royaume-Uni			
EDF Energy	Production électricité Distribution électricité Commercialisation électricité et gaz Services	4,8 GW 3,3 Gm^3(2)	Environ 5 millions(1)
Italie			
Edison	Production électricité Commercialisation électricité Production, stockage et commercialisation de gaz	10 GW 13,1 Gm^3(2)	170 000 clients directs(1)
Fenice	Production électricité Services énergétiques et environnement	282 MW 525 MWth(3)	—
EDF Energia Italia	Commercialisation électricité	—	Environ 35
Espagne			
Hispaelec Energia S.A.	Commercialisation électricité		Une cinquantaine de sites
Elcogas	Production électricité	335 MW	
Pologne			
ECW	Production électricité et chaleur	1 225 MW MWth(3)	—
Elektrownia Rybnik SA (ERSA)	Production électricité	1 775 MW	—
ECK	Production électricité et chaleur	460 MW 1 258 MWth(3)	—
Kogeneracja	Production électricité et chaleur	368 MW 1 106 MWth(3)	—
Zielena Gora	Production électricité et chaleur	213 MW 285 MWth(3)	
Hongrie			
BERt	Production électricité et chaleur	392 MW 1 724 MWth(3)	—
DEMASZ	Distribution électricité Commercialisation électricité	—	755 000
Slovaquie			
SSE	Distribution électricité Commercialisation électricité	—	695 000
Autriche			
Groupe ESTAG	Distribution électricité gaz et chaleur Commercialisation électricité gaz et chaleur Services	—	530 000
Suisse			
Groupe Atel	Production Négoce Commercialisation électricité Transports Distribution électricité Services	3 700 MW 647 MWth(3)	121 000
Emosson	Production hydraulique	0,4 TWh	
Belgique			
EDF Belgium(4)	Production électricité Commercialisation électricité	481 MW	—

Valeurs brutes non corrigées du pourcentage des participations (y compris minoritaires).
(1) Y compris gaz.
(2) Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe, y compris auto-consommation des centrales.
(3) MWth : MW thermique, pour la cogénération, par opposition au MW électrique.
(4) EDF Belgium détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1.

Pour les détails relatifs au mode de consolidation au 31 décembre 2005, voir la note 40 de l'annexe aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2005.

Par ailleurs, EDF détient une participation de 50 % dans Dalkia International[15] qui est implantée dans 37 pays hors de France, au travers de ses filiales et participations opérant dans le domaine des services énergétiques (voir section 6.4.1.1.4 (« Le groupe Dalkia ») ci-dessus).

6.3.1.1 EDF Energy

EDF Energy, filiale détenue à 100 % par EDF, est un énergéticien intégré, qui produit, distribue et commercialise de l'électricité en Grande Bretagne au travers de ses Branches Energy Networks et Customers. En 2005, EDF Energy était le premier distributeur d'électricité (en volume d'électricité distribué et en valeur d'actifs régulés) et le cinquième commercialisateur ex-aequo d'électricité (en nombre de comptes clients) au Royaume-Uni (source : EDF Energy). EDF Energy est également un producteur important d'électricité et l'une des entreprises de son secteur les plus actives (en volumes d'investissements) au Royaume-Uni sur le marché des projets d'infrastructures électriques publics et/ou privés (*Private Finance Initiatives/Public Private Partnerships* — « PFI/PPP ») au travers de sa Branche Développement (source : EDF Energy). En 2005, EDF Energy a distribué de l'électricité à plus de 7,8 millions de foyers et d'entreprises à Londres, dans l'Est et au Sud-Est de l'Angleterre, via un réseau de plus de 174 800 kilomètres ; elle a vendu pour 52,7 TWh d'électricité et pour 21,3 TWh de gaz à environ 5 millions de comptes clients résidentiels, professionnels, PME-PMI et entreprises. Au 31 décembre 2005, la capacité de production d'EDF Energy s'élevait à 4,8 GW.

Le chiffre d'affaires (tel que publié par EDF Energy et contributif) d'EDF Energy pour l'exercice clos le 31 décembre 2005 était de 6 674 millions d'euros dans les comptes consolidés. EDF Energy emploie environ 11 200 personnes.

Le tableau ci-après présente les chiffres clés d'EDF Energy (tels que publiés par EDF Energy) au cours des trois derniers exercices :

	31 décembre		
	2003(1)	2004(1)	2005(1)
Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	5 222	5 964	6 674
Electricité	3 271	3 830	4 754
Gaz	432	477	550
Autres	1 519	1 657	1 370
Bénéfices avant impôts (en millions d'euros)	651	686	606
Electricité (en GWh)	48 496	51 544	52 719
Gaz (en GWh)	20 066	21 791	21 287
Nombre de comptes clients (en milliers)	5 007	4 871	5 052
Salariés	10 449	10 693	11 238
Valeur nette des réseaux régulés (en milliards de livres sterling)	2,7	2,8	2,9
Valeur nette des réseaux régulés (en milliards d'euros)	3,8	4,0	4,2

(1) Les taux de change utilisés pour les éléments du bilan sont de 1 livre sterling pour 1,4188 euros en 2003, 1,4182 euros en 2004 et 1,459215 pour 2005 et pour les éléments du compte de résultat 1 livre sterling pour 1,44818 € en 2003, 1,47261 € en 2004 et 1,464110 pour 2005.
(2) Chiffres 2003, 2004 et 2005 tels que publiés et contributifs (ne s'applique qu'aux lignes chiffre d'affaires et bénéfices avant impôts).

6.3.1.1.1 ENVIRONNEMENT DE MARCHE — EVOLUTION DES PRIX

Les prix de l'électricité au Royaume-Uni ont évolué à la hausse depuis la fin 2004. Le prix à terme du MWh en base pour l'hiver 2005 est ainsi passé d'environ 30 livre sterling /MWh en décembre 2004 à environ 53 livre sterling /MWh en mars 2006. Ces prix restent à la fois supérieurs à ceux de la plaque franco-allemande et plus volatiles. La différence de prix entre le Royaume-Uni et la France est passée de 6 livre sterling /MWh en décembre 2004 à 13 livre sterling /MWh en mars 2006. Les prix au Royaume Uni sont plus élevés et plus volatiles en raison principalement de leur plus forte corrélation au prix du gaz et de capacités d'interconnexion limitées qui freinent aussi la convergence des prix de l'électricité avec ceux de la plaque franco-allemande.

Au cours des trois dernières années, les cours du charbon et du gaz ont augmenté de façon significative. Les cours internationaux du charbon sont passés de 40 dollars américains/tonne en 2003 à 82 dollars américains/tonne en juin 2004. Cette augmentation a été causée par une augmentation mondiale de la demande et une réduction de la capacité du fret. Les prix du charbon se sont stabilisés depuis et tournent actuellement autour de 63 dollars la tonne. Entre janvier 2004 et mars 2006, les prix du gaz au Royaume-Uni sont passé d'environ 0,19 livre sterling par therm à environ 0,45 livre sterling par therm. Au cours de la même période, les prix pour l'hiver 2006 sont passés de 0,28 livre sterling par therm à 0,87 livre sterling par therm. Cette évolution est principalement due à une crainte d'insuffisance des approvisionnements, liée au déclin de la production domestique

[15] Hors participation indirecte détenue par EDF par l'intermédiaire de Véolia Environnement.

britannique, et à l'augmentation de la dépendance vis-à-vis d'importations plus coûteuses.

En raison de l'augmentation des prix de gros de l'électricité et du gaz et des coûts liés aux émissions de CO_2, EDF Energy a décidé d'augmenter les prix de vente des clients résidentiels de 10,7 % pour l'électricité et de 12 % pour le gaz à compter du 5 août 2005. Une autre augmentation des prix a eu lieu pour les clients résidentiels et les PME (petites et moyennes entreprises) à hauteur de 4,7 % pour l'électricité et de 14,7 % pour le gaz à partir du 13 mars 2006.

6.3.1.1.2 ACTIVITES D'EDF ENERGY

6.3.1.1.2.1 Branche Energie

La Branche Energie regroupe les activités de production d'électricité, d'achat de combustibles et d'énergie et de gestion des risques. La Branche Energie collabore étroitement avec la Branche Clients afin de réduire le coût de l'électricité et du gaz pour les clients d'EDF Energy. A cette fin, EDF Energy a récemment créé, au sein de la Branche Energie, une équipe « *Optimisation des Actifs Energétiques* », dont le rôle consiste à maximiser la marge brute entre la Branche Energie et la Branche Clients. Au 31 décembre 2005, la Branche Energie employait environ 642 personnes.

Production

La Branche Energie exploite trois centrales dont la capacité totale de production est de 4,8 GW :

- Sutton Bridge, située dans le Lincolnshire. Sutton Bridge est une centrale thermique à cycle combiné au gaz naturel avec un capacité de 803 MW. Elle a été mise en service en mai 1999.
- Cottam, située dans le Nottinghamshire. Cottam est une centrale thermique fonctionnant au charbon d'une capacité de 2 008 MW, composée de quatre unités. Elle a été mise en service en 1970.
- West Burton, située dans le Nottinghamshire. West Burton est une centrale thermique fonctionnant au charbon constituée de quatre unités produisant chacune 500 MW et de deux unités thermiques à cycle combiné au gaz naturel de 20 MW chacune, pour une capacité totale de 2 012 MW. Elle a été mise en service en 1970.

La Branche Energie dispose également d'intérêts au sein d'autres producteurs, et détient notamment une participation de 18,1 % dans la centrale de Barking, à Londres, ainsi que dans des champs d'éoliennes situées au Nord-Est et à l'Est de l'Angleterre.

EDF Energy dispose de capacités de production diversifiées réparties entre les centrales thermiques à gaz et au charbon qui peuvent assurer une production en base ou en pointe. EDF Energy a produit 22,9 TWh d'électricité en 2005, pour un total de ventes s'élevant à 52,7 TWh. La production des centrales d'EDF Energy permet de couvrir la demande de ses clients résidentiels et petites entreprises, alors que la demande des grandes entreprises est couverte par les achats sur les marchés de gros.

Achat de combustibles et d'énergie et gestion des risques

Principes généraux

L'équipe « *Marchés de gros* » d'EDF Energy achète et vend de l'électricité et achète du gaz et du charbon sur les marchés de gros afin de satisfaire les besoins de production des centrales et des clients d'EDF Energy. L'équipe collabore étroitement avec les autres équipes de la Branche Energie, notamment les équipes « *Gestion des Risques* » et « *Optimisation des Actifs Amont/Aval* » afin de s'assurer que les activités de génération et de négoce sur les marchés de gros sont réalisées de façon optimale et que l'énergie est fournie à la Branche Clients pour être vendue aux clients à des prix compétitifs. La gestion de la volatilité des prix constitue l'une des fonctions essentielles de la Branche Energie et cette volatilité est source à la fois de risques et d'opportunités pour EDF Energy.

EDF Energy adopte une stratégie de gestion des risques différente selon les clients, en distinguant :

- les clients dont la consommation est mesurée et relevée toutes les demi-heures ;
- les autres clients, essentiellement les clients résidentiels et entreprises faibles consommateurs.

Pour les clients résidentiels et entreprises faibles consommateurs, la stratégie de couverture des risques mise en œuvre par EDF Energy consiste à déterminer à l'avance une exposition minimale au risque de variations anticipées des coûts de l'énergie sur les marchés de gros et des prix de vente. Une fois ce degré d'exposition défini, des niveaux de couverture maximum et minimum ainsi que des limites de contrôle des risques sont fixées et servent de base à la stratégie d'approvisionnement pour l'ensemble des matières premières (charbon, gaz, énergie et CO_2).

Pour les clients dont la consommation est mesurée et relevée toutes les demi-heures, la stratégie de gestion des risques est de couvrir les contrats de vente d'énergie par des contrats d'achat à terme (c'est à dire avec une couverture adossée), dès que possible.

Approvisionnement en électricité

Au-delà de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de :

- Contrats d'achats long terme avec la centrale à gaz à cycle combiné de Barking à Londres, la centrale de Teeside et Scottish and Southern Energy. L'ensemble de ces contrats d'achats d'électricité représente annuellement environ 6 TWh d'achats d'électricité, les premiers d'entre eux expirant à partir de 2008.
- Contrats avec des producteurs directement connectés aux réseaux de distribution, sans passer par le réseau de transport. Il s'agit majoritairement de producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, telles que des centrales hydrauliques ou champs d'éoliennes ou de producteurs détenant des centrales de cogénération. L'achat de la production de ces producteurs permet à EDF Energy de s'approvisionner en électricité au plus près des zones de demande d'électricité, réduisant ainsi ses coûts de transport. EDF Energy acquiert actuellement environ 1 TWh par an sur ce marché.
- Contrats d'achats en gros, portant sur des quantités et concernant des périodes variables, conçus afin de satisfaire aux

contraintes structurelles d'EDF Energy dans les limites des paramètres de risques arrêtés à l'avance. EDF Energy acquiert actuellement environ 22,8 TWh par an par ce moyen.

Approvisionnement en gaz et en charbon

La fourniture de gaz, à la fois aux clients finals et pour la centrale de Sutton Bridge, repose sur un portefeuille de contrats diversifié en termes de type de contrats, de conditions et de contreparties. EDF Energy étudie des opportunités qui lui permettraient de tirer profit de la position gaz du Groupe EDF afin de conserver des coûts d'approvisionnement compétitifs pour la fourniture de gaz à ses clients résidentiels (environ 1,1 million aujourd'hui). EDF Energy travaille en particulier avec la Direction Gaz d'EDF et avec EDF Trading afin de constituer un portefeuille de contrats de stockage et d'achats long terme et d'exploiter les marchés du gaz en Europe.

Les achats de charbon s'effectuent sur la base des programmes de production qui sont eux-mêmes basés sur les différences de prix à terme entre le charbon et l'électricité. Une position de couverture minimale et maximale est déterminée pour chacun des indicateurs de risques définis par EDF Energy. Les décisions de couverture sont ensuite prises en fonction de scenarii d'impact sur la marge brute budgetée. Le portefeuille de contrats d'EDF Energy est composé pour environ 60 % de charbon en provenance du Royaume-Uni. En 2003, EDF Energy a conclu un contrat de fourniture de charbon d'une durée de trois ans avec UK Coal, dont le prix est inférieur au prix actuel du marché pour le charbon importé. EDF Energy a conclu avec UK Coal un autre contrat du même type, en vigueur jusqu'en 2009.

Collaboration avec EDF Trading et la Direction Gaz

En outre, EDF Energy et EDF Trading collaborent étroitement, en vue de générer des synergies au sein du Groupe EDF. Le principe général est que chaque société reste entièrement responsable de ses propres activités. Cependant, chaque fois qu'EDF Energy est exposée sur les marchés des matières premières, elle collabore étroitement avec EDF Trading afin de maximiser la marge du Groupe EDF. D'autre part, chaque fois que cela est nécessaire et approprié, EDF Energy, EDF Trading et la Direction Gaz du Groupe EDF partagent des informations concernant leurs domaines communs d'activité.

Depuis le début de l'année 2006, EDF Trading assure la fourniture de la totalité du charbon importé par EDF Energy. Ceci permet à EDF Trading, qui est l'un des principaux négociants de charbon en Europe, d'utiliser l'effet de levier résultant de la quantité importante de charbon concernée, à la fois en termes de prix et de gestion de la logistique associée à la livraison du charbon dans les ports britanniques.

Dans le domaine du gaz, prenant acte du degré croissant de convergence entre les marchés britanniques et européens du gaz, EDF Energy a conclu un certain nombre d'accords avec EDF Trading et la Direction Gaz du Groupe EDF.

Concernant le marché en développement du CO_2, EDF Energy travaille avec EDF Trading et d'autres filiales d'EDF avec pour objectif de globaliser les besoins au niveau du Groupe avant de recourir à des achats ou des ventes à l'extérieur.

Développement des capacités de production

Afin de préserver sa stratégie d'intégration verticale malgré la diminution des volumes obtenus au travers des contrats long terme et la réduction potentielle des volumes produits par les centrales à charbon du fait de contraintes environnementales, EDF Energy devra pouvoir accéder à de nouvelles capacités de production aux environs de 2008. EDF Energy étudie actuellement des solutions lui permettant de répondre à cette contrainte, notamment la possibilité de conclure des contrats d'achat long terme, de prendre des participations dans la production de centrales, d'acquérir des moyens de production additionnels ou de construire de nouveaux moyens de production sur ses sites existants. Un certain nombre de projets sont actuellement à l'étude mais aucune décision définitive n'a encore été prise.

EDF Energy étudie notamment la possibilité d'investir dans plusieurs projets de construction de champs d'éoliennes :

- Les autorisations administratives pour augmenter de 5,2 MW la capacité du champ de High Hedley ont été obtenues. Les nouvelles capacités devraient être mises en service en 2007.
- Un projet de champ *offshore* de 108 MW à Cromer, au large de Norfolk a reçu les autorisations administratives nécessaires. Sa viabilité financière est actuellement à l'étude. La mise en service aurait lieu en 2009.
- Une demande d'autorisation a été déposée pour la construction d'un champ *offshore* de 108 MW près de Teesside, au Nord-Est de l'Angleterre. La décision du gouvernement devrait intervenir d'ici juin 2006.
- Durant l'année 2005, EDF Energy a reçu les autorisations administratives nécessaires pour quatre champs *offshore* dans le Nord-Est de l'Angleterre. Il s'agit des champs de High Hedley (5.2 MW), Langley (10 MW), Trimdon (5.2 MW) et Royal Oak (2.6 MW). Un appel d'offres a été lancé pour des contrats de construction de ces champs *offshore* et, en fonction du résultat de la procédure d'appel d'offres, ces projets devraient être mis en service commercial d'ici 2007 à 2008. Un permis de construire a été déposé pour la construction d'un champ onshore à Broom Hill (10 MW) dans le Nord-Est de l'Angleterre (la décision de l'autorité compétente est attendue avant la fin de l'année 2006).

De plus, EDF Energy a investi 2 millions de livre sterling dans le projet Marine Current Turbines SeaGen pour le premier prototype commercial de la machine Grid Connected INW, qui sera installé à Strangford, Lough, Irlande du Nord. Les turbines de ce prototype sont entraînées par les courants marins, comme celles des éoliennes le sont par le vent.

Consultation lancée par le Gouvernement du Royaume-Uni concernant le marché de l'énergie britannique.

Le développement de ces projets, sont en adéquation avec la procédure de consulation lancée par le gouvernement du Royaume-Uni. En effet, suite au Livre Blanc publié en 2003 intitulé « Notre énergie pour l'avenir — Créons une économie à faible diffusion de gaz à effet de serre », le Département du Commerce et de l'Industrie du Royaume-Uni a publié le 23 Janvier 2006 une consultation, en vue de recueillir l'opinion des parties intéressées sur les questions relatives à la politique à moyen et long terme sur le sujet, lesquelles devront être soumis au Département avant le 14 avril 2006.

EDF Energy a pris connaissance de cette consultation et à l'intention d'y répondre. EDF Energy soutient la nécessité de

mettre en place une politique dans le domaine de l'énergie qui résolve le problème des perturbations climatiques en assurant un approvisionnement fiable de l'énergie et des prix abordables. EDF Energy considère qu'afin d'assurer une diversification des sources énergétiques (notamment du fait de la fermeture programmée de certaines centrales nucléaires), la construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni pourrait être un début de réponse à la réduction de la diffusion de CO2 et à la volatilité du prix de l'énergie, en augmentant la sécurité de l'approvisionnement.

6.3.1.1.2.2 Branche Clients

En 2005, EDF Energy a fourni 52,7 TWh d'électricité à plus de 3,4 millions de clients résidentiels, 270 000 sites de petites entreprises et 189 000 sites de clients grandes entreprises. Au 31 décembre 2005, EDF Energy gérait 5,1 millions de comptes clients dont 1,2 million de clients résidentiels gaz. Alors que les clients résidentiels et petites entreprises d'EDF Energy sont principalement situés à Londres, ainsi que dans le Sud-Est et le Sud-Ouest de l'Angleterre, ses principaux clients grandes entreprises, tel que Tesco, ont des sites partout dans le pays.

Canaux de commercialisation, coûts et taux de résiliation

Une ventilation des ventes par mode de commercialisation met en lumière la manière dont EDF Energy a conquis de nouveaux clients résidentiels au cours des trois dernières années. Les ventes en porte à porte par des agents externes ont diminué significativement pour passer de 5 % des ventes totales en 2003 à moins de 3 % en 2005, alors que les ventes en porte à porte par les propres commerciaux d'EDF Energy ont légèrement progressé passant de 15 % à 25 % sur la même période. La popularité croissante de l'Internet est démontrée par une augmentation du nombre de contrats signés en ligne de 1,4 % en 2003 à 8,7 % en 2005. Tous les autres canaux de vente, y compris les ventes par téléphone, par les services de relevés, promoteurs immobiliers et les services clientèle, représentaient 63 % des ventes en 2005 contre 70 % en 2003.

Le coût d'acquisition moyen par client actif a diminué en 2005 principalement en raison de modifications dans les canaux de commercialisation. Les clients « actifs » sont définis comme ceux qui, après avoir signé un contrat, sont facturés sur une période minimum. Ceci permet d'éliminer de la mesure des coûts par clients ceux qui annulent ou rejettent leur contrat après l'avoir signé, ou qui ont signé plusieurs contrats. Les coûts d'acquisition sont définis comme la somme des coûts de commercialisation directs, de la gestion des commandes, du traitement des contrats et des frais d'inscription. Les coûts d'acquisition par client actif sont calculés en divisant les coûts d'acquisition par le nombre de nouveaux clients actifs sur la période pertinente.

Le taux de résiliation a également diminué sur la période, d'environ 14 % au cours du 1er trimestre 2002 à environ 10 % au cours du 1er trimestre 2003. En raison d'augmentations de prix dans l'ensemble de l'industrie à la fois en 2004 et en 2005, le taux de résiliation du 4ème trimestre 2005 est remonté à 14 % mais a depuis rechuté à 11,6 %, en mars 2006. Le taux de résiliation est calculé sur une période de trois mois en divisant le nombre de clients perdus sur la période par le nombre moyen de clients sur cette même période, le résultat étant divisé par le nombre de semaines de la période puis multiplié par 52 pour obtenir une donnée annualisée.

6.3.1.1.2.3 Branche Réseaux

La Branche Réseaux exploite les trois réseaux de distribution contigus de Londres, l'Est de l'Angleterre et le Sud-Est de l'Angleterre. La Branche Réseaux compte environ 3 700 employés. Conformément aux dispositions des règlements de l'Ofgem applicables aux distributeurs, la Branche Réseaux est filialisée, afin ne pas restreindre ou entraver la concurrence ou générer des distorsions de concurrence, en matière de distribution d'électricité ou de gaz, de production d'électricité ou de tranport de gaz.

Réseaux

Les réseaux d'EDF Energy couvrent un territoire de 29 165 km^2 et distribuent annuellement 85 TWh d'électricité via 48 000 km de lignes aériennes et 127 000 km de lignes souterraines. EDF Energy est le distributeur d'électricité le plus important (en volumes et en valeur d'actifs régulés) au Royaume-Uni.

Le tableau ci-dessous présente le nombre de clients et l'étendue de la couverture des trois réseaux :

Au 31 décembre 2005	Clients	Superficie desservie
Londres	2,2 millions	665 km^2
Sud-Est de l'Angleterre	2,2 millions	8 200 km^2
Est de l'Angleterre	3,4 millions	20 300 km^2

Les clients servis par les réseaux d'EDF Energy représentent plus de 25 % du nombre total de clients au Royaume-Uni, sur la base des quantités d'électricité distribuées.

La densité de chaque réseau est différente, passant de 3 308 clients par km^2 à Londres à 167 dans l'Est de l'Angleterre, ce qui se traduit par des conditions d'exploitation très différentes. EDF Energy a investi plus de 324 millions de livres sterling dans son réseau au cours de l'exercice 2005, en grande partie afin d'améliorer la qualité de fourniture.

Ses clients bénéficient de tarifs de distribution qui comptent parmi les plus faibles du Royaume-Uni.

Le tableau ci-après présente l'évolution des performances d'exploitation au cours des trois dernières années. Les performances plus élevées pour Londres reflètent le fait que, le réseau étant sous-terrain, il est beaucoup moins affecté par les variations climatiques extrêmes, à l'inverse des réseaux aériens dans les autres régions.

	Performance du réseau		
	2002/3	2003/4	2004/5
Coupures de courant pour 100 clients			
Est de l'Angleterre	89,40	90,68	71,09
Londres	36,44	35,25	33,41
Sud-Est de l'Angleterre	90,42	97,77	82,57
Moyenne des minutes perdues par client			
Est de l'Angleterre	101,62	76,51	65,57
Londres	43,17	39,49	37,86
Sud-Est de l'Angleterre	81,25	90,01	84,02

Tarifs de distribution

Suite à la révision tarifaire de l'Ofgem, les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1er avril 2005. Au cours de cette procédure, EDF Energy a rencontré l'Ofgem et ses conseils et a répondu à des consultations publiques. L'Ofgem a publié des propositions finales en novembre 2004, qu'EDF Energy a accepté en 2005. Le processus de révision tarifaire a porté notamment sur le niveau des investissements pour la période 2005-2010, le niveau des dépenses d'exploitation, les gains de productivité supplémentaires pouvant être attendus et la rémunération de la base d'actifs.

Cette révision tarifaire est considérée comme globalement satisfaisante par EDF Energy. Les points essentiels de satisfaction relatifs à la révision tarifaire sont :

– une augmentation moyenne des dépenses d'investissement de 67 % par rapport aux montants investis au cours des cinq dernières années par EDF Energy sur ses trois réseaux, contre une moyenne de 48 % pour l'industrie ;

– des incitations financières (à hauteur de 66,6 millions de livres sterling) dans des domaines clés, dont notamment la qualité de fourniture (minutes perdues par client, nombre de coupures de courant par client) ;

– un taux de rémunération de la base d'actifs de 6,9 % (avant impôts et hors ajustement pour l'inflation), contre 6,5 % au cours de la période tarifaire précédente ;

– le droit d'intégrer dans le tarif une part significative du financement des déficits des fonds de pension d'EDF Energy liés aux engagements à l'égard des personnels travaillant dans les activités de réseaux.

En revanche, l'Ofgem a décidé une diminution du niveau des dépenses d'exploitation autorisées par rapport à la période tarifaire précédente, à la suite de quoi la Branche Réseaux a engagé un important programme de réduction des coûts.

Câbles souterrains

Comme tous les distributeurs au Royaume-Uni, les réseaux d'EDF Energy comportent des câbles souterrains isolés avec de l'huile sous pression. Ces câbles peuvent fuir et donc polluer le sous-sol. Ce problème fait l'objet de discussions entre l'Agence britannique de protection de l'environnement, l'Ofgem et les distributeurs.

A la suite de discussions avec l'agence de protection de l'environnement en mai 2005, l'Ofgem a publié sa position sur les dépenses d'investissement liées à ces câbles :

- L'Ofgem suggère qu'au cours de la période tarifaire actuelle (2005/2010), les distributeurs renforcent leur stratégie de gestion des fuites ; au fur et à mesure que se développera une meilleure analyse de la nécessité de remplacer des câbles, les discussions se poursuivront avec les distributeurs sur le niveau des dépenses. L'Ofgem confirme que s'il est nécessaire d'accroître significativement le niveau des dépenses par rapport à ce qui est prévu pour la période tarifaire actuelle, elle recherchera préalablement un accord avec les distributeurs sur le traitement de ces dépenses.

- Le point de vue général de l'Ofgem est que le mécanisme tarifaire 2005/2010 prévoit des dépenses de remplacement importantes. Pour EDF Energy, ce montant s'élève à 58 millions de livres sterling. Bien que ce montant soit significativement supérieur à ce qui était prévu au cours de la période tarifaire précédente, cela ne permettra pas de remplacer beaucoup de câbles : il faut compter jusqu'à environ 1 million de livres sterling par km de câble et les réseaux d'EDF Energy en comptent 2 500 km. EDF Energy entend utiliser les 58 millions de livres sterling prévus pour remplacer les câbles qui fuient actuellement ou qui sont sur le point de fuir.

6.3.1.1.2.4 Branche Développement

La Branche Développement réunit les activités de développement, financement, construction et exploitation des projets d'infrastructures électriques publics et/ou privés (« PFI/PPP »).

Dans un projet PFI ou PPP, une entreprise privée (ou un groupe d'entreprises privées) construit ou reconstruit puis exploite un actif public sur une durée de 25 à 30 ans. Le financement de la phase initiale de construction, puis les frais d'exploitation et de maintenance, sont assurés par les capitaux privés, contre le versement d'une redevance mensuelle par l'autorité publique propriétaire de l'actif sur la durée du contrat.

L'autorité publique transfère ainsi le risque lié à la construction et à l'exploitation de l'actif au secteur privé, spécialisé dans ce domaine, et qui devrait être mieux à même de gérer ou d'assurer ces risques. Le secteur privé ne peut normalement pas emprunter aux même taux que les pouvoirs publics pour financer de tels projets, mais est généralement reconnu comme gérant les projets

de manière plus efficace et rentable ce qui lui permet de contrebalancer un coût d'emprunt plus important.

La Branche Développement a co-sponsorisé des projets qui devraient représenter des investissements de plus de 6 milliards de livres sterling au cours des quinze prochaines années. Ses engagements au titre de ces projets s'élèvent à 410 millions de livres sterling, dont environ 347 millions ont déjà été versés. La Branche Développement se concentre sur des projets électriques qui correspondent à ces compétences et ces capacités.

EDF Energy a développé un large portefeuille de contrats PFI/PPP pour des réseaux de distribution d'électricité tels que :

- BAA plc (aéroports londoniens de Heathrow, Gatwick et Stansted — 90 ans à compter de 1993) ;
- London and Continental Railways plc (réseau ferroviaire du tunnel sous la Manche — 50 ans à compter de la conclusion du contrat, attendue d'ici à fin 2007) ;
- City Greenwich Lewisham Rail Link Ltd (extension du réseau ferroviaire des docklands à Lewisham — 24 ans et demi à compter de 1996) ;
- Canary Wharf Limited (comprenant divers immeubles commerciaux dans les *docklands* de Londres — 60 ans jusqu'en 2053) ;
- London Borough of Islington (éclairage public — 30 ans à compter de 2003) ;
- London Borough of Ealing (éclairage public — 25 ans à compter de 2005).

EDF Energy participe également à un certain nombre de projets de joint ventures :

- Participation de 80 % dans le consortium Powerlink. Ce projet, remporté en 1998, repose sur un contrat de 30 ans pour maintenir et moderniser le réseau haute tension de distribution électrique du métro de Londres.

  Le contrat prévoit la possibilité pour London Underground de prononcer une pénalité à l'encontre de Powerlink en cas de défaillances du réseau, incluant notamment le droit pour London Underground de prononcer un avertissement à l'encontre de Powerlink si un certain niveau de pénalités est atteint au cours de 8 périodes consécutives de 4 semaines. London Underground a délivré le 28 septembre 2005 un avertissement à son encontre à la suite de défaillances du réseau. Dans l'hypothèse où Powerlink recevrait au moins deux avertissements au cours de 16 périodes consécutives de 4 semaines, ou au moins 3 avertissements au cours de 26 périodes consécutives, London Underground aurait le droit de résilier le contrat.

  Le 15 mars 2006, London Underground a émis un second avertissement à Powerlink à la suite de plusieurs pannes du réseau. Depuis que le premier avertissement a été émis, le London Underground et Powerlink ont engagé un processus de modification de certaines parties du contrat conclu entre Powerlink et le London Underground. Des avancées substantielles ont été réalisées en ce qui concerne l'acceptation des principes et l'exécution des modifications proposées au contrat. De plus, London Underground a informé Powerlink que, sans préjudice des droits qu'ils possèdent aux termes du contrat, il décidait d'en limiter l'exercice tant que la renégociation se poursuivra de manière satisfaisante.

- Participation de 20 % dans le consortium Metronet qui a remporté en 2003 deux des trois concessions PFI pour les infrastructures du métro de Londres. Ces deux concessions Metronet comprennent un contrat de 30 ans pour améliorer et maintenir environ les deux tiers des actifs du réseau du métro londonien y compris les trains, la signalisation, les stations, les tunnels, les voies, et les services aux usagers.

EDF Energy a également conclu plusieurs contrats importants avec des clients tels que Network Rail (amélioration du système de fourniture d'électricité), Pfizer, London Underground (rénovation des stations) et Islington Highway Lighting.

6.3.1.1.3 FINANCEMENTS — RETRAITES

Financements

Depuis 2002, EDF Energy a refinancé sa dette à hauteur de 2,7 milliards de livres sterling. Sa maturité moyenne a été portée de 8,8 années au début de 2003 à 10,8 années à la fin 2005.

Le coût moyen de la dette a été réduit depuis 2002 pour atteindre 5,9 % en décembre 2005. Le niveau de trésorerie est garanti par une ligne de crédit syndiqué de 500 millions de livres sterling et par deux lignes de crédit renouvelables de 100 millions de livres sterling chacune, soit un montant total de 700 millions de livres sterling. La ligne de crédit syndiqué a été utilisée à hauteur de 90 millions à la fin de l'année 2005. La ligne de crédit syndiqué de 500 millions de livres sterling est soumise au respect de *covenants*. Ceux-ci sont à ce jour respectés par EDF Energy.

La plupart des flux de trésorerie sont libellés en livres sterling. Les flux de trésorerie libellés dans d'autres devises font immédiatement l'objet d'opérations de couverture afin de limiter l'exposition aux variations de taux de change.

Retraites

Les deux fonds de pension d'EDF Energy, London Electricity Group of ESPS et Seeboard Group of ESPS, ont fait l'objet d'une évaluation actuarielle formelle le 31 mars 2004.

Au 31 mars 2004, le London Electricity Group of ESPS affiche une insuffisance de fonds disponibles évaluée à 216,7 millions de livres sterling et un ratio de couverture de ses obligations de 83,1 %, alors que le Seeboard Group of ESPS présente une insuffisance de fonds disponibles évaluée à 154 millions de livres sterling et un ratio de couverture de ses obligations de 81,7 %. Dans les deux cas, cette situation est principalement due, comme c'est pour la plupart des fonds de pension britanniques, à un niveau de performance des investissements en actions inférieur aux prévisions des actuaires, à une baisse des revenus sur les bons du Trésor et, dans une moindre mesure, à l'allongement de l'espérance de vie.

Les insuffisances de fonds disponibles constatées lors de l'évaluation du 31 mars 2004 sont progressivement compensées par des contributions additionnelles d'EDF Energy, supérieures à celles nécessaires à la couverture des prestations dues aux salariés. Ces contributions additionnelles s'élèvent à 27,1 millions de livres sterling par an pour le London Electricity Group of ESPS et à 18,8 millions de livres sterling par an pour le Seeboard Group of ESPS, payables sur une période de douze ans s'étendant du 1 avril 2005 au 31 mars 2017.

Ces insuffisances de fonds disponibles continueront d'évoluer, notamment en fonction du niveau de rentabilité des

investissements et de l'évolution des revenus sur les bons du Trésor. Les ratios de couverture et le montant des contributions additionelles sont évalués lors de chaque exercice d'évaluation actuarielle, le prochain devant se dérouler le 31 mars 2007.

6.3.1.1.4 EVENEMENTS RECENTS

Enquête à l'encontre d'EDF Energy en matière de droit de la concurrence

L'Ofgem a ouvert le 28 juillet 2005 une enquête formelle en application du Competition Act à l'encontre d'EDF Energy pour retrait de fourniture de services à l'égard des tiers. L'Ofgem a indiqué dans sa requête qu'elle a des motifs raisonnables de penser qu'EDF Energy a violé les dispositions du chapitre II du Competition Act et/ou de l'article 82 du traité des Communautés Européennes en supprimant les services de collecte et de consolidation de données réalisés pour le compte de fournisseurs tiers dans les régions de Londres et SWEB.

Si, à l'issue de cette enquête, des conclusions défavorables à EDF Energy étaient rendues, des sanctions financières pourraient être prononcées en application de la Section 36 du Competition Act. Toutefois, EDF Energy considère qu'une telle sanction est peu probable, dans la mesure où elle n'a en réalité pas cessé de fournir de tels services à un quelconque fournisseur tiers, à l'exception des fournisseurs ayant déjà retenu un nouveau prestataire. En conséquence, aucune provision n'a été constatée dans les comptes d'EDF Energy. La période durant laquelle l'enquête peut se poursuivre n'est pas limitée par la loi.

6.3.1.1.5 Dalkia plc

EDF est présent principalement au Royaume-Uni au travers de sa filiale EDF Energy. EDF détient directement et indirectement 52 % de Dalkia plc, la filiale anglaise de Dalkia spécialisée dans les services liés à l'énergie.

6.3.1.2 Allemagne — EnBW

A la date du présent Document de Référence, EDF détient 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'autocontrôle qui n'ont pas de droit de vote, 46,07 % des droits de vote d'EnBW.

En 2005, EnBW a généré un chiffre d'affaires (tel que publié par EnBW) de 10,8 milliards d'euros et un EBITDA[16] de 2,1 milliards d'euros (source : rapport annuel EnBW 2005). En 2005, EnBW a contribué à hauteur de 224 millions d'euros au résultat net consolidé du Groupe EDF (dans les comptes consolidés au 31 décembre 2005, EnBW est consolidé par intégration proportionnelle à hauteur de 46,12 %).

EnBW, dont les titres sont admis aux négociations aux bourses de Francfort et de Stuttgart, est le troisième énergéticien allemand derrière E.On et RWE par le chiffre d'affaires réalisé et le nombre de clients (source : Rapport annuel d'EnBW 2005). Par ailleurs, il est le premier énergéticien dans sa zone de développement historique : le Bade-Wurtemberg. Son domaine d'activité inclut la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce de l'électricité. EnBW est également présent dans le domaine du gaz (transport, distribution, commercialisation et négoce), des services énergétiques, de la gestion des déchets et de l'eau. EnBW détient des participations dans de nombreuses régies communales dans le Bade-Wurtemberg. Ailleurs en Allemagne, EnBW participe également à des régies communales et a développé, à l'échelle nationale, un commercialisateur d'électricité indépendant, la société Yello.

6.3.1.2.1 INTERET STRATEGIQUE DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS ENBW

La prise de participation d'EDF dans EnBW fait suite à une longue collaboration entre les deux entreprises, notamment dans le domaine technique et dans celui des échanges d'électricité avec le Bade-Wurtemberg. Or, EnBW dispose d'une forte implantation dans le Bade-Wurtemberg, qui est sa zone de desserte historique, avec environ 80 % de parts de marché en électricité. Cette région est d'ailleurs l'une des plus développées d'Europe, avec ses 11 millions d'habitants et son tissu d'entreprises performantes et tournées vers l'exportation.

EnBW dispose avec sa marque Yello d'une forte capacité de commercialisation auprès de la clientèle des particuliers et des professionnels ouverte à la concurrence depuis 1998, et d'une expérience dont EDF peut tirer avantage. La participation d'EDF dans EnBW permet aussi d'accompagner les grands clients multi-sites des deux entreprises.

Les participations d'EnBW dans des « *Stadtwerke* » (voir section 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité — Commercialisation »)), au Bade-Wurtemberg, mais également à Düsseldorf et dans la Saxe, dans l'Est de l'Allemagne, lui permettent d'étendre sa présence au-delà de sa zone historique.

De même, l'activité gaz d'EnBW, avec un chiffre d'affaires (tel que publié par EnBW) de 2,1 milliards d'euros (source : Rapport annuel d'EnBW 2005) sur le premier marché gazier européen, constitue un atout pour le développement de l'offre duale gaz-électricité d'EnBW, et au-delà pour la stratégie gaz dans son ensemble.

Par ailleurs, EDF estime que, même si le marché allemand est actuellement peu porteur en terme de croissance, une présence en Allemagne — le marché le plus important d'Europe en terme de nombre de clients et de volume consommé d'électricité — est indispensable dans la perspective d'un marché énergétique européen. L'Allemagne est également le pays des deux énergéticiens européens concurrents d'EDF : E.On et RWE.

L'intérêt stratégique du Groupe EDF en Allemagne réside également dans l'importance de la « plaque allemande » qui comprend l'Allemagne, l'Autriche et dans une certaine mesure la Suisse, et qui donne accès à près de 90 millions de consommateurs. Cette plaque « allemande » peut être considérée comme un seul marché puisque les interconnexions entre les pays concernés sont fortement développées et que les lignes de transport ne sont pas saturées, ce qui permet une fluidité des échanges. Les prix de gros pour les différents produits (base, pointe, sur les marchés spot à terme) sont ainsi globalement identiques dans les trois pays. Cette plaque occupe une place centrale en Europe et est susceptible à moyen terme de constituer avec la France et le Benelux un « marché régional », si les congestions de réseau sont levées.

L'intérêt d'une présence en Allemagne est renforcé par les possibilités de croissance dans les pays d'Europe centrale et

[16] Défini dans le rapport annuel 2005 d'EnBW comme le « résultat avant intérêts, impôts sur les bénéfices et dotations aux amortissements ».

orientale depuis l'élargissement de l'Union européenne. EnBW est d'ailleurs présent à travers des participations, pour la plupart minoritaires, dans des sociétés de production et de distribution d'électricité, notamment en Suisse, en Autriche, en Pologne et en Hongrie, et ambitionne de se développer en Europe centrale et orientale.

Enfin, la proximité géographique d'EDF et d'EnBW, la similitude des métiers exercés — et notamment la part importante de production d'origine nucléaire des deux entreprises — permet des échanges d'expertise et la réalisation de synergies.

6.3.1.2.2 DETAIL DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS ENBW

Actionnariat d'EnBW

A la date du présent Document de Référence, EDF détient 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'autocontrôle qui n'ont pas le droit de vote, 46,07 % des droits de vote d'EnBW. Aux côtés d'EDF, le principal actionnaire d'EnBW est OEW, un groupement de collectivités locales du Bade-Wurtemberg (Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke). A la date du présent Document de Référence, OEW détient, à l'instar d'EDF, 45,01 % du capital et 46,07 % des droits de vote d'EnBW. EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires le 26 juillet 2000 qui leur donne le co-contrôle de l'entreprise (voir ci-dessous).

A la date du présent Document de Référence, le solde du capital d'EnBW est détenu à hauteur de 5,08 % par des fédérations de municipalités du Bade-Wurtemberg (Badische Energieaktionärs-Vereinigung (BEV) (2,59 %), Gemeindeelektrizitätsverband Schwarzwald-Donau (G.S.D) (1,29 %), Landeselektrizitätsverband Württemberg (LEVW) (0,74 %) et Neckar-Elektrizitätsversband (NEV) (0,46 %)), de 2,60 % par le public et de 2,30 % par EnBW en auto-contrôle (source : Rapport 1er trimestre 2006 d'EnBW).

Historique de la prise de participation d'EDF dans EnBW

EDF a acquis en 2000, une participation de 34,50 % du capital d'EnBW, auprès de différentes entités. Un premier contrat, conclu le 19 janvier 2000, portait sur l'achat d'une participation de 25,005 % détenue par le Land du Bade-Wurtemberg. Cette acquisition est devenue définitive le 27 février 2001 après accord de la Commission européenne subordonné au respect de certaines conditions qui ont été remplies (conclusion de contrats permettant à la Compagnie Nationale du Rhône de devenir un acteur indépendant du secteur énergétique français, mise aux enchères de capacités de production en France, cession de la participation d'EnBW dans Watt). Le solde des actions a ensuite été principalement acquis auprès de collectivités locales.

En mai-juin 2004, EnBW a procédé à une offre de cession d'actions d'autocontrôle à ses actionnaires. Dans ce cadre, EDF a acquis, en 2004, 4,49 % du capital d'EnBW.

Le 28 janvier 2005, EDF et OEW ont chacun acquis 5,94 % du capital d'EnBW auprès de la Deutsche Bank et d'HSBC Trinkaus & Burkhardt KGaA. Ces banques avaient acquis les titres correspondants en novembre 2002 auprès de collectivités locales et concomitamment conclu avec EDF et OEW un contrat de vente à terme portant sur ces actions.

En mars 2005, le conseil de surveillance d'EnBW a décidé de procéder à une nouvelle offre de souscription d'actions d'autocontrôle au profit de tous ses actionnaires. Dans ce cadre, OEW a acquis, le 8 avril 2005, 4,49 % du capital d'EnBW et est ainsi remontée à parité avec EDF.

Pacte d'actionnaires

EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires le 26 juillet 2000, aux termes duquel ils sont convenus de détenir ensemble, et à parité, la majorité du capital d'EnBW et de contrôler la société conjointement (co-contrôle). Le pacte indique que l'un des objectifs des parties est que l'implantation et le développement local d'EnBW doivent être préservés par les deux actionnaires. Le pacte précise par ailleurs qu'EnBW devra être le véhicule exclusif d'EDF en Allemagne pour tout investissement relatif aux activités d'électricité, de gaz et de déchets, sauf si OEW ou EnBW décline l'investissement proposé. Par ailleurs, le pacte distingue deux catégories d'actions :

- les actions assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent 50,01 % du capital d'EnBW (25,005 % pour chacune des parties) (les « Actions Assujetties ») ;
- les actions non-assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent le solde de la participation de chacun des deux partenaires.

Concernant les Actions Assujetties, le pacte prévoyait que jusqu'au 31 décembre 2004, ni EDF ni OEW ne pouvaient les céder sans l'accord de l'autre. Depuis le 1er janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2011, seule OEW est soumise à l'accord préalable d'EDF pour la cession de ses Actions Assujetties à un tiers ne faisant pas partie d'OEW. Toutefois, OEW dispose :

- d'une option de vente sur EDF (« *Put* »), de tout ou partie de ses Actions Assujetties (25,005 %), exerçable à tout moment entre le 1er janvier 2005 et le 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Ce prix est assorti d'une décote égale au prix d'exercice multiplié par deux fois l'Euribor 12 mois au jour de l'exercice de l'option si celle-ci est exercée avant le 31 décembre 2005. Le montant de cette option est inscrit par le Groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2005 pour 2 322 millions d'euros (voir note 24.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005),
- d'un droit de préemption sur les Actions Assujetties détenues par EDF,
- du droit de s'opposer à une vente par EDF de ses Actions Assujetties, si le tiers acheteur n'est pas prêt à acquérir les actions d'OEW au même prix (clause de sortie conjointe).

Concernant les actions non-assujetties, le pacte prévoit un mécanisme de droit de préemption réciproque.

Par ailleurs, le pacte prévoyait une garantie de dividende donnée par EDF à OEW jusqu'aux dividendes versés au titre de l'exercice 2003, et qui a donc donné lieu à un dernier paiement au cours de l'exercice 2004.

EDF et OEW sont tenues de se concerter afin d'exercer uniformément leurs droits de vote en assemblée générale ou d'adopter une position uniforme sur les décisions examinées en conseil de surveillance (y compris celles examinées par les comités issus de ce conseil). EDF et OEW sont également tenues d'adopter une position commune concernant toute décision d'EnBW jugée importante par au moins une partie et de la faire valoir vis-à-vis de la société (dans les limites du droit allemand des sociétés).

A cette fin, EDF et OEW ont constitué, conformément aux stipulations du pacte d'actionnaires, un comité des actionnaires (présidé par EDF) leur permettant d'arrêter des positions communes à l'unanimité. EDF dispose toutefois d'un droit de vote décisif pour les décisions relatives à la mise en œuvre du plan de développement à moyen terme d'EnBW tel qu'élaboré par les parties.

Sur un total de 20 membres au conseil de surveillance, EDF dispose de quatre représentants et OEW de trois (dont le président qui a voix prépondérante). Deux membres ont été désignés par l'assemblée générale d'EnBW (l'un sur proposition d'OEW, l'autre sur proposition d'EDF), 10 par les salariés, le membre restant étant le ministre des finances du Land de Bade-Wurtemberg (le pacte d'actionnaires prévoit qu'il le soit de droit jusqu'à début 2006).

L'un des membres du directoire d'EnBW est désigné par EDF (actuellement le directoire comprend six membres).

Le pacte vient à échéance au plus tôt le 31 décembre 2011, mais demeurera en vigueur aussi longtemps qu'EDF et OEW disposeront :

- ensemble de la majorité du capital, et
- chacun d'au moins 17 % du capital.

Autre accord actionnarial

OEW dispose d'une option de vente (*put*) sur EDF portant sur tout ou partie des actions qu'elle a rachetées à la Deutsche Bank et à HSBC Trinkaus & Burkhardt KGaA le 28 janvier 2005, à savoir 5,94 % du capital d'EnBW. Cette option est exerçable à tout moment du 28 janvier 2005 au 30 novembre 2006. Cette option est inscrite par le Groupe EDF comme un engagement hors bilan pour un montant de 485 millions d'euros (voir note 24.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2005). Jusqu'au 30 novembre 2006, OEW ne peut vendre les actions précitées à un tiers sans l'accord écrit préalable d'EDF. A compter du 1er décembre 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, EDF dispose, en cas de cession par OEW des actions précitées, d'un droit de préemption.

Perspectives d'évolution de l'actionnariat d'EnBW

La poursuite d'un partenariat de qualité avec OEW est pour EDF un objectif important. Ce partenariat s'exerce dans le cadre du pacte d'actionnaires qui a récemment été clarifié et conforté lors du retour à la parité d'OEW en avril 2005. A cette occasion, OEW a exprimé son objectif de conserver ses actions au moins jusqu'en 2011. Toutefois, cette position reste susceptible d'évolution avant 2011, OEW disposant toujours d'une possibilité d'exercer ses « *puts* » avant cette date.

6.3.1.2.3 DETAIL DES ACTIVITES D'ENBW

Le tableau ci-dessous présente les chiffres clés de l'activité du groupe d'EnBW pour les deux derniers exercices (source : rapport annuel EnBW 2005) :

	Exercice clos au 31 décembre	
	2004(3)	2005
Chiffre d'affaires (milliards d'euros)(1)	9,12	10,77
dont électricité	7,09	8,15
dont gaz	1,54	2,10
Ventes d'électricité (TWh)(2)	100,9	106,7
Ventes de gaz (TWh)	82,9	88,6
Clients énergie (millions)	5	5
Effectif(s)(4)	18 223	17 765
Effectifs énergie(s)(4)	17 793	17 277

(1) Chiffre d'affaires net, après déduction de l'impôt sur l'électricité et le gaz.
(2) Comprend les ventes d'électricité effectuées par des sociétés dans lesquelles EnBW détient (i) des participations majoritaires consolidées par intégration globale pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à 100 %, et (ii) des participations minoritaires consolidées par intégration proportionnelle pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à hauteur de leur pourcentage de détention.
(3) Chiffres « pro forma » 2004, publiés dans le rapport annuel 2005.
(4) Au 31 décembre 2005.

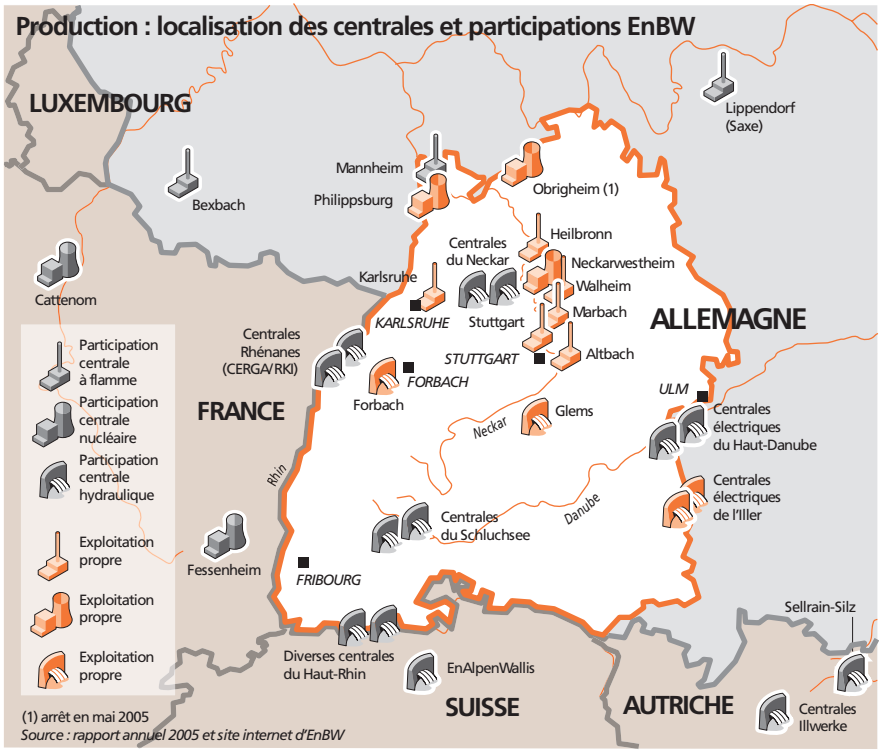
La répartition par activité du chiffre d'affaires du Groupe EnBW en 2005 est de 95,2 % pour l'énergie (électricité et gaz), 4,8 % pour les services environnementaux et industriels (source : Calcul réalisé en prenant pour base les chiffres mentionnés dans le rapport annuel d'EnBW 2005).

6.3.1.2.3.1 Métiers de l'électricité

Production

La carte ci-dessous présente les principales centrales et participations d'EnBW :

Production : localisation des centrales et participations EnBW



En 2005, la vente d'électricité du groupe EnBW (incluant le montant net des volumes négociés et toutes les participations) s'est élevée à 106,7 TWh. Sa capacité installée est de l'ordre de 14 000 MW. Elle est répartie de la manière suivante :

CAPACITES (MW)(*)	
Nucléaire (y compris contrats EDF)	4 843
Thermique	5 919
Hydraulique	3 226
Autres énergies renouvelables	32
Total	**14 020**

(*) Données brutes ; chiffres consolidés du Groupe EnBW incluant les participations.
(Source : rapport annuel EnBW 2005)

Les actifs de production d'EnBW en Allemagne sont essentiellement situés dans le Bade-Wurtemberg. Ils se caractérisent par leur mix de production : une production de base assurée à la fois par le nucléaire et l'hydraulique, et une production de semi-base assurée par les centrales au charbon, et les besoins de pointe par des centrales au gaz et au fioul, ainsi que des stations de pompage. Des projets d'extension de sites hydrauliques ont été développés (par exemple un projet de centrale au fil de l'eau d'une puissance installée de 100 MW sur le site de Rheinfelden). Globalement, les moyens de pointe thermiques et hydrauliques sont suffisants, permettant même de vendre de l'énergie de pointe sur le marché.

Le tableau suivant présente l'approvisionnement en électricité par type d'énergie primaire utilisée :

Charbon, gaz, pétrole	23,8 %
Energie nucléaire	36,0 %
Hydraulique et autres énergies renouvelables	15,9 %
Autres	24,3 %
Total (*)	**100 %**

(*) Chiffres consolidés du Groupe EnBW incluant les participations (106,7 TWh).
(Source : rapport annuel EnBW 2005)

EnBW couvre par sa production propre, les contrats d'approvisionnement long terme et ses participations dans des centrales, environ 69 % des besoins du groupe EnBW, soit 73,6 TWh produits sur 106,7 TWh vendus en 2005 (source : Rapport annuel EnBW 2005).

Substitution des capacités

Le nucléaire représente 35 % de la capacité installée d'EnBW (ce qui inclut l'énergie fournie par EDF au titre des contrats de fourniture d'énergie). La sortie programmée du nucléaire, si elle était effectivement réalisée, conduirait EnBW à devoir substituer de l'ordre de 4 350 MW de capacité installée, hors contrats EDF, d'ici 2021 (voir tableau ci-dessous).

Dès 2005, EnBW a compensé les 340 MW de capacités perdues en raison de la fermeture de la centrale nucléaire d'Obrigheim, avec la remise en service de plusieurs centrales thermiques. Par ailleurs, EnBW a engagé des études de faisabilité relatives à la construction de deux nouvelles centrales au gaz et/ou au charbon dont la construction pourrait être programmée indépendamment de la sortie prévue du nucléaire. Leur mise en service pourrait être envisagée vers 2011. Cette mesure permettrait à EnBW de maintenir un bon niveau de couverture de ses ventes par sa production propre.

Dans ce contexte, EnBW a conclu un contrat de fourniture sur 20 ans avec le producteur STEAG (situé dans la région de la Ruhr), qui mettra à la disposition d'EnBW à partir de 2010, une capacité de production de 250 MW.

De plus, EnBW et STEAG ont signé un accord de coopération pour la construction et l'exploitation de centrales thermiques. Deux projets sont ainsi envisagés (un pour chacun des partenaires) avec des participations croisées.

L'échéancier de fermeture des centrales nucléaires d'EnBW, tel qu'il est arrêté aujourd'hui, est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Centrale	Production cumulée depuis le 1/1/2000 (twh)	Mise en service Commerciale	Capacité installée (mw)	Arrêt d'exploitation prévu
Obrigheim	8,7	1969	340	Effectif mai 2005
Neckarwestheim 1	57,35	1976	633(*)	2009
Philippsburg 1	87,14	1980	890	2012
Philippsburg 2	198,61	1985	1 392	2017
Neckarwestheim 2	236,04	1989	1 092(*)	2021
Total	**587,84**		**4 347(*)**	

(*) correspond à la quote-part d'EnBW dans la centrale.

EnBW a adopté la méthode de déconstruction directe, c'est à dire de déconstruction pendant une période de 11 à 13 ans après une période de post-exploitation de 3 à 5 ans.

Les coûts futurs de l'élimination des combustibles irradiés et des déchets d'exploitation ainsi que de la mise à l'arrêt et de la déconstruction des centrales sont estimés par EnBW à 4 429 millions d'euros sur une base actualisée au taux nominal de 5,5 %, montant provisionné dans les comptes d'EnBW au 31 décembre 2005. Le calcul de ces provisions est fondé sur des obligations réglementaires et les dispositions des autorisations d'exploitation.

Début 2006, le Ministre Président du Land du Bade Wurtemberg a pris position pour une prolongation du nucléaire, en particulier en ce qui concerne une prolongation de Neckarwestheim 1. Dans ce contexte, EnBW s'est également déclaré favorable à une modernisation du consensus sur la sortie du nucléaire.

Commercialisation

En 2005, EnBW a commercialisé 106,7 TWh d'électricité (y compris les activités de trading et les participations) auprès de 5 millions de clients (source : Rapport annuel EnBW 2005).

La part de marché d'EnBW sur le Bade-Wurtemberg est de l'ordre de 80 % pour les clients résidentiels et professionnels (source : rapport annuel EDF 2005). Par ailleurs, Yello dispose de plus de 1,1 million de clients sur l'ensemble du marché allemand (source : Rapport annuel EnBW 2005).

Les ventes d'EnBW en Allemagne se répartissent comme suit :

Année 2005	En GWh
Type de clients électricité	
Résidentiels	20 933
Industriels	39 687
Redistributeurs	11 250
Marché de gros	34 878
Total	**106 748**

Le groupe EnBW commercialise la vente d'électricité par l'intermédiaire de ses filiales VSG (*EnBW Vertriebs- und Servicegesellschaft,* détenue à 100 %), ODR (*EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG,* détenue à 99,61 % par EnBW) et ED (*Energiedienst,* filiale détenue à 75,97 %, présente dans le Bade-Wurtemberg et en Suisse) (source : Rapport annuel EnBW 2005). EnBW commercialise également par l'intermédiaire de quelques participations majoritaires, à titre d'exemple, la société ESAG (ENSO) dans le Land de Saxe.

EnBW a pris une participation de 15,05 % dans le capital de MVV (*Mannheimer Verkehrs- und Versorgungsbetriebe*). MVV est un important fournisseur d'électricité dans la région de Mannheim. EnBW ne dispose pas d'une influence significative au sein de cette société (EnBW ne siège pas à son conseil de surveillance). MVV n'est pas un canal de commercialisation direct ou indirect d'EnBW.

En dehors du Bade-Wurtemberg, la commercialisation auprès des clients particuliers et professionnels est principalement assurée au travers de la société Yello créée en 1999. Yello dispose aujourd'hui d'un portefeuille de plus de 1,1 million de clients grâce à une marque à très forte notoriété (98 % des Allemands disent connaître la marque — source : Rapport annuel EnBW 2005).

Après une montée en puissance coûteuse avec des frais fixes élevés et des prix de vente bas, Yello est revenue en 2004 à l'équilibre et a réalisé un résultat avant impôt (EBIT) positif. Cette évolution est principalement due à une réduction significative des coûts et à une régionalisation des tarifs. Les tarifs ont été fortement augmentés depuis 2001 tout en restant en moyenne légèrement en dessous des prix pratiqués par les distributeurs locaux.

Transport — Distribution

EnBW gère une des quatre zones de régulation en Allemagne et est à ce titre pratiquement le seul exploitant du réseau de transport d'électricité dans le Bade-Wurtemberg. Dans cette zone, EnBW est chargée d'assurer la stabilité et la gestion du réseau de transport à très haute tension 380/220 kV, ainsi que les interconnections avec les autres réseaux.

EnBW détient la majeure partie du réseau haute et moyenne tension (110 kV à 20 kV) dans sa zone historique et est également très fortement présente dans la distribution (20 kV à 400 V). EnBW dispose de huit centres régionaux qui exploitent les réseaux de distribution dans le Bade-Wurtemberg, dans le cadre de contrats de concession. EnBW a conclu plus d'un millier de contrats de concession, dont environ 750 contrats directement avec des communes, le solde étant conclu indirectement au travers de filiales ou de participations.

EnBW détient également une cinquantaine de participations dans des *Stadtwerke*et des entreprises communales qui exploitent des réseaux de distribution. En particulier, EnBW détient des participations dans des *Stadtwerke,* dans le Bade-Wurtemberg ce qui lui permet d'être présente sur des territoires où elle n'a pas de concessions directes de distribution.

EnBW a acquis le 1er janvier 2002 une participation de 29,9 % dans le capital de la *Stadtwerke* de Düsseldorf, située au cœur du territoire historique de son concurrent RWE. EnBW a par ailleurs consenti à la Ville de Düsseldorf deux options de vente portant chacune sur 25,05 % du capital de cette *Stadtwerke*.

En décembre 2005, la ville de Düsseldorf a décidé d'exercer une de ces deux options. A la fin du mois de mars 2006, la Commission européenne a donné son accord à la prise de participation additionnelle de 25,05 % par EnBW dans le capital de la *Stadtwerke* de Düsseldorf. EnBW détient, à la date du présent Document de Référence, 54,95 % du capital de cette *Stadtwerke*. L'augmentation de sa participation permet à EnBW de renforcer sa position dans une des régions les plus importantes de l'Allemagne.

En ce qui concerne la seconde option de vente consentie par EnBW à la ville de Düsseldorf, sa période d'exercice a débuté le 1er janvier 2005 et se terminera le 31 décembre 2007. EnBW dispose en outre de la faculté de prolonger cette période d'exercice, par période d'un an, sur notification écrite de sa part, envoyée au plus tard le 31 octobre de l'année au cours de laquelle la période d'exercice concernée expirera.

Le prix d'exercice de ces deux options était compris dans le montant de 969,5 millions d'euros d'engagements financiers figurant au hors bilan d'EnBW au 31 décembre 2005 (source : rapport annuel EnBW 2005).

Le tableau ci-dessous présente la taille du réseau d'EnBW :

Longueur du réseau du Groupe EnBW :	
Très haute tension :	
380 000 volts	1 936 km
220 000 volts	1 674 km
Haute tension :	
110 000 volts	9 802 km
Moyenne tension :	
30 000, 20 000 et 10 000 volts	43 931 km
Basse tension :	
400 volts	95 131 km

Source : Rapport annuel d'EnBW 2005

Le réseau de distribution d'EnBW, comme les réseaux de distribution allemands en général, se caractérise par un niveau de qualité de fourniture parmi les meilleurs au niveau européen.

EnBW est propriétaire du réseau de transport.

Les réseaux de distribution lui appartiennent pour la durée des concessions. En cas de perte de concession, EnBW doit céder le réseau à la collectivité concédante à sa valeur de remplacement, *(fair value)*. Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles, à l'actif du bilan d'EnBW. Les concessions détenues par les régies, dans lesquelles EnBW a une participation, sont portées à l'actif du bilan des régies. S'il s'agit d'une participation majoritaire, cette concession apparaît dans les comptes du groupe EnBW, s'il s'agit d'une participation minoritaire, la concession ne fait pas partie des actifs du groupe EnBW.

L'essentiel des contrats de concession conclus par EnBW devra être renouvelé entre 2008 et 2012. L'entreprise s'est préparée à ces échéances et a engagé depuis plusieurs années un plan d'action structuré à cet effet, comprenant de nombreuses actions : analyse de la situation par commune, élaboration d'un cahier des charges-type, attribution d'un budget d'investissements spécifique de sécurisation des concessions, etc.

Le non-renouvellement d'une concession ne signifie pas nécessairement la cessation d'activité d'EnBW sur la commune concernée. En effet, la commune qui ne renouvellerait pas sa concession pourrait créer une *Stadtwerke* et offrir une possibilité de participation d'EnBW à son capital, ce qui permettrait à celle-ci de continuer à sécuriser le territoire concerné. Dans le cas où la concession non renouvelée serait accordée à un concurrent, EnBW ne perd pas forcément ses clients, car ceux-ci gardent leurs contrats de commercialisation avec EnBW. En revanche, le « nouvel » opérateur de réseau aura un fort intérêt à récupérer ces clients.

EnBW a pour objectif d'étendre sa présence dans les activités de distribution en dehors du Bade-Wurtemberg par voie de prises de participations dans des régies de taille régionale.

Activité de trading

EnBW Trading GmbH est une filiale à 100 % d'EnBW, responsable de la gestion de l'équilibre amont-aval, c'est-à-dire l'équilibre entre tous les moyens d'approvisionnement (dont les capacités de production propres) et la demande d'électricité. Elle est en charge de la gestion du parc de production, des achats de combustibles et des contrats d'approvisionnement d'EnBW. Elle effectue également les transactions de quotas de CO_2 et des opérations de négoce pour son propre compte.

Elle intervient notamment sur le marché de gros et les bourses d'électricité. Elle a été l'un des premiers acteurs de la place boursière électrique allemande et constitue l'un des plus importants négociants de la bourse européenne de l'énergie de Francfort et de la bourse de Leipzig. EnBW Trading GmbH intervient aussi directement sur la bourse d'Amsterdam.

6.3.1.2.3.2 Activité Gazière

A l'instar des principaux opérateurs allemands, EnBW a pour ambition de proposer une offre duale électricité et gaz complète afin de préserver et développer son portefeuille clients. A fin 2005, le groupe EnBW compte environ 400 000 clients gaz. En 2005, EnBW a vendu 88,6 TWh de gaz pour un chiffre d'affaires tel que publié par EnBW de 2,1 milliard d'euros (source: Rapport annuel EnBW 2005).

Transport et distribution

Dans le domaine du transport, EnBW intervient principalement au travers de GVS, dont elle détient, à parité avec ENI, 50 % du capital. GVS compte parmi les plus grandes sociétés allemandes régionales de transport de gaz, possède un réseau de 1 892 km de gazoducs et dispose de capacités de stockage de 90 millions de mètres cubes (essentiellement dans le Bade-Wurtemberg). GVS vend quasi exclusivement aux redistributeurs et a pour seuls clients directs quelques industriels.

GVS s'approvisionne majoritairement auprès de E.On Ruhrgas, mais aussi auprès de Wingas. Depuis 2004, ENI fournit également du gaz à GVS.

Commercialisation

EnBW réalise la commercialisation de gaz auprès des clients résidentiels principalement à travers sa filiale EnBW Gas. Cette structure regroupe plusieurs canaux de distribution régionale et locale (principalement *Erdgas Südwest GmbH,* EGVN). EnBW Gas s'approvisionne principalement auprès de GVS et a réalisé un chiffre d'affaires (tel que publié par EnBW Gas) de 620 millions

d'euros en 2005 (source: Rapport annuel EnBW 2005). Sa principale zone de commercialisation est la région urbaine de Stuttgart. La commercialisation en Saxe orientale est effectuée au travers d'une autre filiale, ENSO *Erdgas GmbH* (anciennement *Gasversorgung Sachsen Ost GmbH*).

EnBW a pour objectif de renforcer ses ventes dans le Bade-Wurtemberg, région qui devrait bénéficier d'un potentiel de croissance : la part du gaz dans la consommation d'énergie primaire ne représente qu'environ 17,27 % au Bade-Wurtemberg alors que la moyenne allemande est de 21,94 % (Source AGEB, 2002).

6.3.1.2.3.3 Services énergétiques et environnementaux

Les activités de services énergétiques et environnementaux regroupent les activités d'élimination de déchets, de distribution d'eau et de prestations de services énergétiques pour l'industrie. Le chiffre d'affaires réalisé par EnBW en 2005 dans ces domaines est de 517 millions d'euros, ce qui représente une augmentation de 4,6 % par rapport à 2004 (source: Rapport annuel EnBW 2005).

Industrie et Services

EnBW est présent sur le secteur des services énergétiques aux entreprises à travers sa filiale *EnBW Energy* Solutions *GmbH* (« ESG »), détenue à 100 %. ESG rassemble toutes les compétences d'EnBW en matière de services énergétiques et d'ingénierie pour les clients industriels.

Traitement des déchets

Les activités de traitement de déchets représentent 4,8 % du chiffre d'affaires du groupe EnBW en 2005.

Dans le secteur du traitement des déchets, EnBW est surtout présent via sa filiale à 100 % U-plus. Cette filiale est une holding regroupant plusieurs entreprises d'enlèvement et de traitement de déchets domestiques et industriels. U-plus a réalisé un chiffre d'affaires (tel que publié par U-Plus) de 276 millions d'euros en 2005, avec 1 500 employés, et constitue ainsi un acteur important sur le marché allemand (source: Rapport annuel EnBW 2005 et site internet de U-Plus).

Le groupe est principalement présent dans le Bade-Wurtemberg, où il est le leader du marché pour la gestion intégrée de déchets industriels. Au-delà de la gestion intégrée de déchets pour les entreprises, U-plus propose également des traitements de déchets spéciaux provenant de produits électroniques, de véhicules ou des résidus d'épuration. Par ailleurs, U-plus exploite un incinérateur de déchets et plusieurs installations de traitement mécano-biologique. Ces deux types d'installations sont spécialisés sur les déchets domestiques dont l'apport est assuré par les communes.

6.3.1.2.4 AXES DE DEVELOPPEMENT

Afin de retrouver la flexibilité financière nécessaire à son développement, à la préparation du renouvellement partiel de son parc de production et à l'optimisation de son mix énergétique, EnBW a engagé un programme de restructuration d'envergure et de réduction des coûts depuis 2002. Ce programme a été fortement renforcé et sa mise en oeuvre accélérée à partir de 2003 avec le changement de direction au sein d'EnBW.

Ce programme prévoit tout d'abord un recentrage de la société sur son cœur de métier, à savoir l'énergie et les services énergétiques, principalement en Allemagne, qui s'est traduit par des opérations de désinvestissement importantes.

EnBW a ainsi réalisé un effort important de simplification de son organisation et a procédé à une revue exhaustive de ses actifs en 2003 qui a conduit à des amortissements exceptionnels et à un impact négatif non récurrent sur le résultat avant impôts 2003 de 1,3 milliard d'euros.

EnBW a également engagé le programme de réduction des coûts, dénommé « Top Fit ». Ce programme a pour objectif de dégager des économies d'environ un milliard d'euros entre 2003 et 2006, correspondant à une réduction de 30 % des dépenses maîtrisables d'exploitation et des investissements d'EnBW (périmètre n'incluant pas les achats d'énergie et les investissements nécessaires dans le domaine nucléaire).

Un élément important de Top Fit est l'accord social conclu le 30 janvier 2004 permettant une réduction de la masse salariale de l'ordre de 25 % à 30 % (337 millions d'euros) à horizon 2006, avec notamment 2 140 départs (sans licenciements) et diverses mesures portant sur la réduction des salaires et primes dans le cadre d'une réduction du temps de travail.

Selon EnBW, à la fin 2005, Top Fit est en avance sur les objectifs définis par le programme (réalisation cumulée à fin 2005 de 850 millions d'euros d'économies récurrentes pour un objectif prévu de 700 millions d'euros) (source : Rapport annuel EnBW 2005). L'ensemble des actions entreprises a permis d'améliorer significativement sa performance et sa structure financière, en particulier avec une réduction de la dette financière nette de 16,6 % à 3,3 milliards d'euros au 31 décembre 2005 par rapport à fin 2004 (source : Rapport annuel EnBW 2005).

Tout en gardant comme objectif de maintenir la discipline financière sur les années à venir, l'ambition d'EnBW est de consolider et de développer sa position de troisième énergéticien allemand à fort enracinement régional. Dans ce cadre, la direction d'EnBW a indiqué que la priorité serait donnée à un renforcement de ses positions dans le Bade-Wurtemberg et à son développement en Allemagne. De plus, EnBW compte renforcer sa position en Europe centrale et orientale notamment en intensifiant sa présence dans les sociétés dans lesquelles elle détient déjà une participation. Certaines opportunités de croissance dans cette région et dans le sud-est de l'Europe seront étudiées (source : Rapport annuel EnBW 2005).

Dans ce contexte, EnBW a augmenté sa participation dans Prazká energetika (PRE) Holding a.s. à 49 % par l'acquisition de 15 % détenus par RWE Energy AG. PRE-Holding détient la majorité de l'électricien Prazká energetika, distributeur de la ville et des environs de Prague. EnBW est désormais le seul partenaire stratégique de la ville de Prague dans l'actionnariat de PRE (source : Rapport annuel EnBW 2005).

EnBW a également augmenté sa participation dans la société autrichienne EVN AG, cotée à la bourse de Vienne, de 13,2 % à 29,74 % du capital, devenant ainsi l'actionnaire le plus important d'EVN après le Land de Niederösterreich (par l'intermédiaire de NÖ Landes-Beteiligungsholding) qui détient 51 %. Depuis janvier 2006, EnBW compte un représentant dans le Conseil de Surveillance d'EVN (source : Rapport annuel EnBW 2005).

6.3.1.2.5 SYNERGIES POTENTIELLES AU SEIN DU GROUPE EDF

Depuis fin 2003, EDF et EnBW ont engagé un programme commun de réalisation de synergies. Dans ce cadre, une quarantaine de projets ont été développés.

Ainsi dans le domaine des achats, les travaux engagés portent non seulement sur le groupement de volumes, mais plus largement sur les spécifications et le partage d'informations pour les produits tertiaires, les achats pour la distribution et la production. Un programme de réduction des coûts d'achats de systèmes informatiques (OPTEIS) a contribué à la réalisation de gains significatifs pour EDF et EnBW.

Dans le domaine de l'ingénierie, la coopération porte sur des projets internes au groupe : étude pour la construction de nouvelles centrales thermiques chez EnBW. Dans le domaine hydraulique, EDF et EnBW coopèrent pour l'étude d'une cinquième turbine dans la centrale d'Iffezheim (+38 MW). Les deux ingénieries ont aussi remporté ensemble des appels d'offre à l'international pour la construction de moyens de production.

Dans l'exploitation des centrales nucléaires, des benchmarks sur les coûts de maintenance et la sûreté ont été réalisés pour optimiser les coûts d'exploitation des centrales.

Dans le domaine commercial, EDF et EnBW ont développé une stratégie commune à l'égard de certains grands clients industriels. Cela a permis à la fois d'accompagner les clients et de développer les ventes. Par ailleurs, dans certains pays, comme la Pologne et l'Italie, les équipes commerciales d'EnBW et EDF ont été regroupées.

Dans le domaine de la recherche et du développement, EDF (notamment par le biais de EIFER (l'Institut de recherche en collaboration avec l'université de Karlsruhe)) et EnBW ont conclu en janvier 2003 un accord instituant un partage de résultats et d'informations dans les domaines touchant les énergies renouvelables, la production répartie et les piles à combustible.

Dans le domaine gaz, les relations entre EDF et EnBW sont amenées à se développer. Des opérations communes ont déjà été réalisées en matière d'approvisionnement et de transport.

6.3.1.2.6 EVENEMENTS RECENTS

Enquête préliminaire

L'enquête judiciaire menée par le parquet de Manheim contre plusieurs anciens membres du directoire d'EnBW concernant des soupçons de falsification portant sur l'évaluation de certaines participations d'EnBW dans ses comptes pour les exercices 2002 s'est achevée. Les soupçons à l'origine de l'ouverture de l'enquête se sont révélés infondés.

L'enquête préliminaire diligentée par le parquet de Manheim contre le Président en exercice du directoire d'EnBW relative, notamment, à la présentation des comptes consolidés 2003 du groupe EnBW, s'est achevée au début du mois de mai 2006. D'après les conclusions du parquet de Manheim, les soupcons à l'origine de l'ouverture de cette enquête se sont révélés infondés.

Une autre enquête a été ouverte par le parquet de Karlsruhe contre le président du directoire d'EnBW au sujet de l'octroi présumé d'avantages en nature indus à des fonctionnaires en exercice liés à l'envoi d'invitations pour des matchs de football de la Coupe du monde.

6.3.1.3 Italie

Le Groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation dans Edison, le deuxième acteur du marché italien de l'électricité. Au 31 décembre 2005, le Groupe détenait directement ou indirectement 16,9 % du capital d'Edison (17,3 % des droits de vote) et 50 % du capital de Transalpina di Energia (« TDE ») qui détenait elle-même 69,4 % du capital d'Edison (71,2 % des droits de vote).

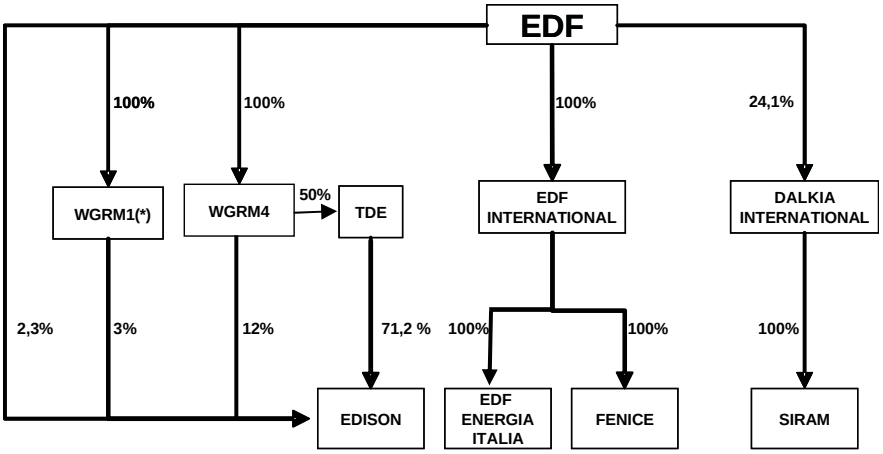
Le Groupe a conclu le 12 mai 2005 des accords avec la société AEM S.p.A., l'électricien de la région de Milan (« AEM Milan »), qui ont permis la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et AEM Milan. Les modalités de cette prise de contrôle sont décrites à la section 6.3.1.3.1.3 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan ») ci-dessous.

Par ailleurs, le Groupe EDF est présent en Italie au travers des filiales et participations suivantes :

- Fenice : Au 31 décembre 2005, le Groupe détient 100 % du capital de la société Fenice spécialisée dans la production d'électricité, la fourniture de services énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides, et les activités environnementales ;
- EDF Energia Italia : Au 31 décembre 2005, le Groupe détient 100 % du capital de la société EDF Energia Italia, spécialisée dans la commercialisation d'électricité en Italie ;
- Siram : le Groupe détient via Dalkia et Dalkia International une participation d'environ 50 % du capital de la société Siram. Siram est spécialisée dans les services énergétiques aux clients tertiaires, industriels et collectivités locales.

Le Groupe est également présent en Italie au travers de ses participations dans EDEV, Groupe TIRU et EDF Energies Nouvelles qui disposent de filiales locales (voir sections 6.4.1.2.3.2 (« Groupe TIRU ») et 6.4.1.2.1.2 (« EDF Energies Nouvelles ») ci-dessous).

L'organigramme ci-dessous présente le pourcentage de droits de vote détenus par le Groupe dans les principales filiales et participations du Groupe en Italie au 31 décembre 2005 :



(*) WGRM1 (regroupement de plusieurs sociétés WGRM) ainsi que d'autres sociétés du groupe WGRM détiennent ensemble 81,97 % des droits de vote de la société IEB au 31 décembre 2005.

6.3.1.3.1 EDISON

Edison est la plus ancienne compagnie électrique italienne. Aujourd'hui, Edison est le deuxième acteur du marché italien de l'électricité (derrière l'acteur historique ENEL) et le troisième acteur du marché du gaz, après ENI et ENEL. En 2005, la production électrique nette d'Edison s'est élevée à 44,7 TWh, ce qui représente 15,4 % de la production nette d'électricité en Italie, et les livraisons de gaz en Italie ont porté sur 13,1 milliards de mètres cubes, soit 15,4 % de la demande italienne de gaz.

En 2005, le groupe Edison a réalisé un chiffre d'affaires de 6 650 millions d'euros[17] et a généré un EBITDA (« *margine operativo lordo* ») de 1 306 millions d'euros (source : Rapport annuel Edison).

Edison est cotée à la bourse de Milan et à ce titre publie un certain nombre d'informations (notamment son rapport annuel) qui sont disponibles sur son site internet (www.edison.it).

6.3.1.3.1.1 Intérêt stratégique de la participation dans Edison

Le marché électrique italien est, en termes de consommation, le quatrième marché de l'Union européenne avec un taux de croissance et des niveaux de prix élevés. Le développement de nouvelles capacités de production est un enjeu majeur. La concurrence est encouragée par le Gouvernement italien qui a pris plusieurs mesures pour réduire la position de l'opérateur historique.

Le positionnement actuel et les ambitions de développement d'Edison, second acteur du marché électrique en terme de production (derrière ENEL) et troisième acteur gazier en terme de volume manipulé, permettent au Groupe de mettre en œuvre une stratégie équilibrée en Italie basée sur les ambitions d'Edison de développer son parc de production électrique, son portefeuille clients et ses activités gazières.

Edison projette en effet d'accroître la puissance installée de son parc de production de 10 GW à 14 GW à horizon 2011 (dont part Edipower), principalement par la construction de cycles combinés gaz (« CCG »), et de convertir au gaz différentes tranches thermiques fonctionnant actuellement au fioul. Ces évolutions généreront en outre une croissance des besoins gaziers d'Edison.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison ambitionne, dans les années à venir, un développement significatif de ses ventes d'électricité et de gaz aux grands clients industriels. Par ailleurs, Edison a l'intention de développer une offre duale électricité/gaz auprès des clients professionnels et résidentiels (directement ou au travers de régies municipales avec lesquelles il a conclu des accords de partenariat) afin d'accroître significativement ses ventes sur ces segments de marché.

Au delà de l'intérêt stratégique que présentent pour le Groupe EDF la croissance d'Edison et du marché italien de l'électricité, le plan de développement d'Edison permet d'envisager des synergies à court terme avec le Groupe EDF en matière d'ingénierie, d'achats d'équipements, de commercialisation aux grands clients (en tenant compte, par exemple, du portefeuille clients d'EDF Energia Italia décrit ci-après), de services, etc. Ces synergies devraient être renforcées au travers du partenariat avec AEM Milan et ses partenaires dans Delmi, eux-mêmes présents sur ces différents métiers. A terme, au fur et à mesure du développement de la fluidité du marché électrique européen, les différentes entités du Groupe pourront faire appel à un portefeuille de moyens de production et de contrats plus large.

Dans le domaine du gaz, Edison offre des opportunités de synergies et tiendra une place importante dans la composante gaz de la stratégie du Groupe EDF. En effet, grâce à ses volumes gaziers actuels et leur perspective de croissance, Edison contribue significativement à la capacité de négociation du Groupe en matière de contrats d'approvisionnement.

Edison développe de plus différents projets d'infrastructures d'acheminement de gaz naturel depuis des sites de production étrangers vers l'Italie. Edison vise à disposer, à terme, d'infrastructures indépendantes d'importation (positionnées sur les points d'entrée possibles du gaz méditerranéen et de la mer Caspienne vers l'Europe continentale) permettant ainsi au Groupe de s'affranchir progressivement des infrastructures de ses principaux concurrents. Ces projets, s'ils se concrétisent

[17] Dont 4 993 millions d'euros avant élimination des opérations intragroupe pour l'électricité et 3 303 millions d'euros avant élimination des opérations intragroupe pour le gaz.

pourraient, enfin, contribuer à faire évoluer l'Italie en pays de transit du gaz du Sud vers le Nord, ouvrant des opportunités pour le Groupe présent par ailleurs en France et en Allemagne.

Finalement, le Groupe pourra bénéficier, dans le cadre de la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne allant de l'exploration/production à la commercialisation directe du gaz naturel.

6.3.1.3.1.2 Participation actuelle d'EDF dans Edison

(a) Historique

Au cours du 1er semestre 2001, le Groupe EDF a acquis sur le marché environ 20 % du capital de la holding de contrôle d'Edison, Montedison. En juillet 2001, le Groupe EDF, le groupe Fiat, le groupe Tassara et trois banques italiennes, Intesa, IMI Investimenti et Capitalia (« les Banques Italiennes ») ont constitué la holding Italenergia qui a procédé au lancement d'une offre publique portant sur les titres Montedison et, en application de la réglementation boursière italienne, également sur les titres Edison.

Au 1er mai 2002, Edison, les sociétés Fiat Energia S.p.A et Sondel S.p.A ont fusionné dans Montedison qui a alors pris la dénomination sociale d'« Edison ». Montedison s'était auparavant séparée d'une partie de ses activités hors énergie.

En juin-juillet 2002, un nouveau holding, Italenergia-bis (« IEB »), a été créé par les actionnaires de Italenergia par le biais d'un apport de leur participation dans cette société. En décembre 2002, Italenergia a absorbé Edison, dont elle a repris le nom, et la nouvelle Edison a été cotée à la bourse de Milan. Les groupes EDF, Fiat, Tassara et les Banques Italiennes, détenaient alors, directement ou au travers de IEB, la majorité du capital et des droits de vote d'Edison.

Parallèlement à la restructuration d'Edison et à la montée au capital d'EDF et de ses partenaires, l'Italie a adopté des mesures législatives dont l'objectif était d'empêcher toute prise de contrôle d'Edison par EDF.

Le 12 mai 2005, EDF et AEM Milan ont conclu des accords relatifs à leur décision de prise de contrôle conjointe d'Edison (voir ci-dessous). Dans le cadre de ces accords, le Gouvernement italien a indiqué le 6 mai 2005 par courrier au Gouvernement français son intention de ne pas prendre de mesures législatives ou réglementaires à l'encontre du projet de prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan.

Les tableaux ci-dessous rappellent la répartition du capital d'IEB et d'Edison au 31 décembre 2004, c'est-à-dire avant la date de conclusion des accords avec AEM Milan :

Répartition du capital d'IEB

	Nombre d'actions	% du capital et des droits de vote	Nombre de warrants(1)
Fiat Energia	223 151 568	24,61	83 681 838
EDF	163 441 279	18,03(2)	61 290 480
Groupe Tassara	181 372 815	20,01	68 014 806
Capitalia	128 854 528(3)	14,21	48 320 448
IMI Investimenti	113 165 008(3)	12,48	42 436 878
Intesa BCI	96 638 802(3)	10,66	36 239 551
Total	**906 624 000**	**100,00**	**339 984 001**

(1) Les warrants IEB donnent droit à la souscription de 1 action IEB par warrant au prix de 4,30 euros par action, et sont exerçables du 1er octobre 2005 au 30 juin 2007.
(2) En application de la Loi 301, les droits de vote du Groupe EDF dans IEB, étaient limités à 2 %.
(3) Dont 42 309 120 actions pour chacune des banques, soit, pour les trois banques, en totalité 14 % du capital d'IEB achetées à Fiat.

Répartition du capital d'Edison

Principaux actionnaires	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote(1)	Nombre de warrants(2)
IEB	2 631 976 000	61,70	63,35	0
Groupe Tassara	659 626 436	15,46	15,88	Information non disponible
EDF	96 796 470	2,27	2,33(3)	95 253 661
Autres actionnaires	766 550 325	17,98	18,45	Information non disponible
Actions d'épargne(4)	110 592 420	2,59	—	—
Total	**4 265 541 651**	**100,00**	**100,00**	**1 018 956 539**

(Source : Rapport Annuel Edison 2004 — données au 16 mars 2005)
(1) Hors actions d'épargne qui n'ont pas le droit de vote.
(2) Les warrants Edison donnent droit à la souscription de 1 action ordinaire Edison par warrant au prix de 1 euro par action, et sont exerçables du 1er septembre 2003 au 31 décembre 2007.
(3) En application de la loi 301, les droits de vote du Groupe EDF dans Edison étaient limités à 2 %.
(4) Actions à dividende prioritaire sans droit de vote, convertible en actions ordinaires dans certaines conditions.

(b) Contrats d'options de vente et d'achat conclus par EDF

Antérieurement à l'année 2005, EDF avait conclu avec chacun des actionnaires d'IEB de cette époque (Fiat Energia, Groupe Tassara et les Banques Italiennes), des contrats d'option portant sur leurs actions IEB et, pour certains, également sur leurs warrants IEB. EDF avait en outre conclu avec les Banques Italiennes des contrats d'option portant sur leurs actions Edison et sur leurs warrants Edison.

Au cours du premier semestre 2005, les actionnaires d'IEB ont exercé leurs options de vente à EDF, ce qui a permis à EDF de voir sa participation croître au sein d'IEB de 18,03 % à 100 %.

L'exercice de ces options à conduit EDF à verser un total de 3 758 millions d'euros aux anciens actionnaires d'IEB durant l'exercice 2005.

(c) Procédures d'arbitrage relatives aux contrats d'option

EDF avait initié en décembre 2004 des procédures d'arbitrage demandant la suspension de l'ensemble des contrats d'option mentionnés ci-dessus, motivées par l'adoption de la loi Marzano le 23 août 2004 par le gouvernement Italien, qui conférait à ce dernier le pouvoir de prendre des mesures discrétionnaires à l'encontre d'EDF dans le contexte de sa montée au capital d'Edison.

Dans le cadre des accords conclus le 12 mai 2005 avec AEM Milan concernant la prise de contrôle conjoint d'Edison et de l'issue politique de cette prise de contrôle, EDF a abandonné les procédures d'arbitrage engagées à l'encontre des groupes Fiat et Tassara.

En ce qui concerne les Banques Italiennes, la procédure arbitrale concernait également l'étendue de l'option de vente dont les banques bénéficiaient à l'encontre d'EDF. Celles-ci contestaient le fait que cette option couvrait également les 123 396 768 warrants Edison qu'elles avaient souscrits dans le cadre de l'augmentation de capital décidée fin 2002. Cette procédure a fait l'objet d'une transaction entre les Banques Italiennes et EDF le 24 octobre 2005.

6.3.1.3.1.3 Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milan, WGRM Holding 4 S.p.A. (« WGRM », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 95 % d'AEM Milan) ont signé un Structure Agreement et un Shareholders' Agreement de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. A cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WGRM et Delmi détiendront chacun 50 % du capital, a été constituée.

AEM Milan est un opérateur italien intégré avec des activités de production, d'importation, de commercialisation, de distribution et de vente au client final d'électricité et de gaz. Le groupe AEM Milan propose également des services de chauffage et d'éclairage public. AEM Milan est contrôlée à 43,268 % par la municipalité de Milan, ville dans laquelle elle exerce une part importante de ses activités. Les autres principaux actionnaires d'AEM Milan sont UBS AG (5,322 %, au travers de ses filiales Atel Italia Holding S.r.l et AAR and Ticino S.a. di Elettricità — Atel) et Premafin Finanziania S.p.A. (qui détient 2,037 % du capital de manière directe et indirecte). Le solde du capital (49,373 %) est détenu par le public. AEM Milan est cotée à la bourse de Milan.

AEM Milan a procédé à une cession minoritaire de sa participation dans Delmi, dont elle continue de détenir 51 % du capital et des droits de vote. Les nouveaux partenaires d'AEM Milan au sein de Delmi sont, (i) des partenaires industriels (ENIA (15 %), SEL (10 %) et DOLOMITI ENERGIA (10 %)) et (ii) des banques italiennes (Mediobanca (6 %), CRT (Cassa di Risparmio di Torino) (5 %) et Bpm (Banca popolare di Milano) (3 %)).

(a) Acquisition du contrôle conjoint d'Edison

A la suite de l'acquisition par EDF du contrôle d'IEB via l'exercice des options tel que décrit à la section 6.3.1.3.1.2 (« Participation actuelle d'EDF dans Edison ») ci-dessus, EDF a pourvu à la cession par IEB à TdE des actions et des warrants Edison détenues par IEB au prix de 1,55 euros par action et de 0,59 euro par warrant. Au 30 septembre 2005, TdE contrôlait 61,7 % du capital et environ 63,35 % des droits de vote d'Edison (2 631 976 000 actions) plus 240 000 warrants Edison. EDF a conservé la propriété des actions Edison qu'elle détenait en direct (y compris celles acquises à la suite de l'exercice de l'option des Banques Italiennes décrites ci-dessus), soit 5,16 % du capital et 5,3 % des droits de vote d'Edison, ainsi que 95 253 661 warrants Edison.

Consécutivement à l'acquisition par TdE de toutes les actions Edison détenues par IEB, TdE a lancé le 6 octobre 2005, à la suite de l'approbation formelle (« nulla osta ») par la Consob du document d'offre publique le 4 octobre 2005, une offre publique d'achat obligatoire sur les actions Edison encore en circulation ainsi qu'une offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison. Aucune offre publique n'a été lancée sur les actions d'épargne Edison. Les actions et les warrants Edison détenus directement par EDF n'ont pas été apportés aux offres.

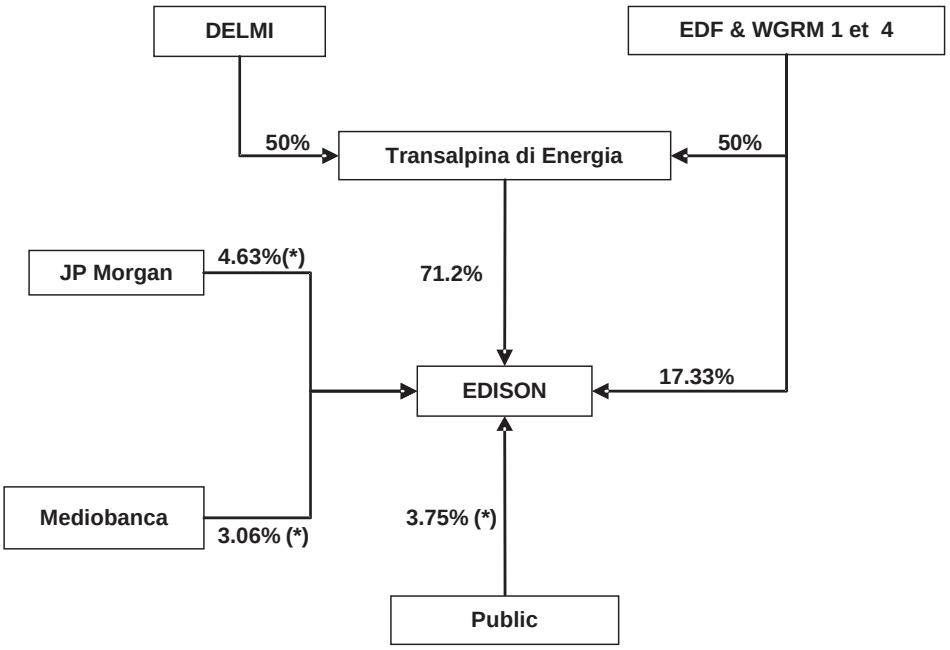
Le prix de l'offre publique d'achat obligatoire sur les actions Edison était de 1,86 euro par action. Ce prix a été calculé, en cohérence avec la méthode fixée par la réglementation italienne, en effectuant la moyenne arithmétique des deux prix par action suivants : (i) 1,53 euro, montant égal à la moyenne pondérée du cours des actions Edison durant les 12 mois précédant la date de conclusion du Structure Agreement et (ii) 2,18 euros, montant égal à la valorisation implicite des actions Edison résultant du prix d'exercice des options de vente d'actions IEB de Fiat à EDF. Le prix de l'offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison était de 0,87 euro.

La clôture de l'offre publique est intervenue le 26 octobre 2005. 1 218 816 750 actions et 371 389 001 warrants ont été apportés à l'offre, pour des montants respectifs de 2 266 999 155 euros et de 323 108 431 euros. Le règlement-livraison a eu lieu le 4 novembre 2005.

Le Groupe EDF a versé à TdE une somme égale à 0,15 euro par action et 0,12 euro par warrant pour l'ensemble des titres Edison acquis dans le cadre des offres publiques et alloués à TdE et Delmi en application des accords conclus.

EDF et AEM Milan sont convenues qu'Edison continuerait à être cotée à la bourse de Milan. Si le nombre d'actions Edison en circulation devenait inférieur au minimum requis pour une telle cotation, Delmi céderait des titres pour reconstituer ce flottant minimum.

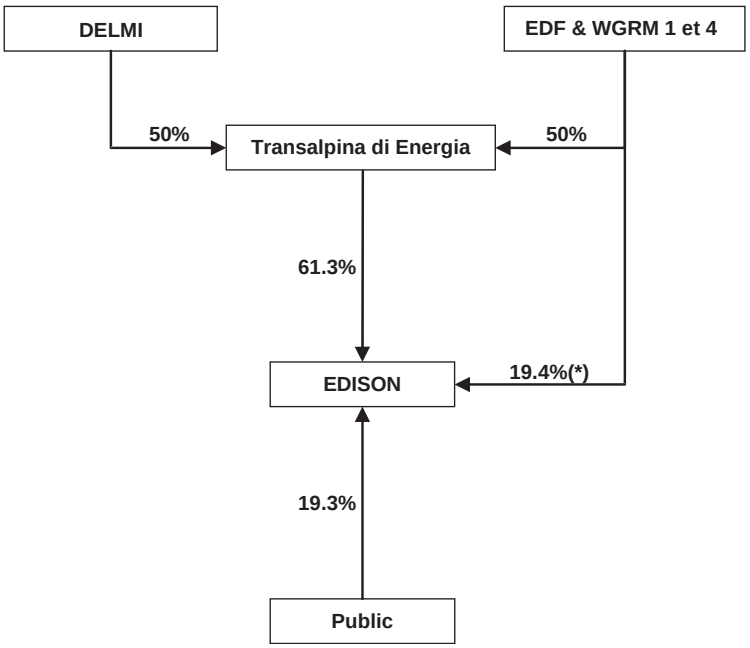
Répartition des droits de vote d'Edison au 17 janvier 2006



(*) Depuis le 17 janvier 2006, une grande partie des actions détenues par JP Morgan et Mediobanca a été cédée dans le public. Ainsi, au 28 mars 2006, le flottant des titres Edison correspond à environ 11,4 % du capital.

Répartition des droits de vote d'Edison après dilution

L'exercice de la totalité des warrants (1 018 648 623 warrants au 31 décembre 2005) entraînerait une réduction de la participation de TdE dans Edison de 71,2 % à 61,3 % de droits de vote, sans remettre en cause le contrôle d'Edison par TdE. L'accord de gouvernance avec AEM a en effet été réalisé sur une base totalement diluée, anticipant ainsi l'exercice de ces warrants. La durée de validité desdits warrants court jusqu'au 31 décembre 2007. Au 31 décembre 2005, EDF et WGRM détiennent 281 549 617 warrants Edison et TdE détient 210 012 399 warrants.



(*) Ces calculs de dilution ont été effectués sur la base du nombre d'actions ordinaires Edison au 31 décembre 2005 (4.162.514.334 actions ordinaires) et du nombre de warrants en circulation à cette même date (1.018.648.623).

(b) Impact financier de l'opération sur la dette du Groupe EDF

L'opération globale de montée au capital d'Edison par EDF s'est traduite par un accroissement estimé de la dette financière nette du Groupe de l'ordre de 7 milliards d'euros au 31 décembre 2005. Moins de la moitié de cet accroissement est due à la consolidation de la dette nette de TdE et du groupe Edison dans les comptes consolidés du Groupe (intégration proportionnelle à 51,58 %, voir note 6.5.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2005), le solde étant lié au financement de l'opération globale de montée au capital d'Edison par EDF (incluant notamment le coût d'achat des actions et warrants IEB et Edison à la suite de l'exercice des puts, le coût du lancement des offres publiques et les versements des soultes liés à la répartition des titres à l'issue des offres).

En ce qui concerne EDF, ce financement a été assuré par la trésorerie disponible du Groupe et par ses lignes de crédit disponibles.

(c) Consolidation d'Edison dans les comptes d'EDF

Edison a été consolidée en intégration proportionnelle par EDF à compter du 1er octobre 2005 dans les comptes au 31 décembre 2005.

(d) Dispositions spécifiques du Structure Agreement

Le Structure Agreement, dont les stipulations resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, intègre une disposition relative au changement de contrôle d'AEM Milan ou de DELMI. Dans l'hypothèse où un tiers autre que la commune de Milan viendrait à acquérir le contrôle d'AEM ou dans l'hypothèse où un tiers autre qu'AEM viendrait à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration de DELMI, cette clause permet à EDF d'imposer à DELMI qu'elle lui cède sa participation dans TdE. Le Structure Agreement contient une disposition similaire en ce qui concerne EDF et WGRM vis-à-vis d'AEM. Il est toutefois rappelé que, conformément aux dispositions de l'article 24 de la Loi du 9 août 2004 et à l'article 6, alinéa 2 des statuts d'EDF, l'Etat français ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.

(e) Exercice du contrôle conjoint sur Edison

Le Shareholders Agreement régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et AEM Milan vis à vis de TdE et d'Edison. Il prévoit que dans la mesure du possible et pour le bénéfice d'Edison, d'EDF, d'AEM Milan, et les autres actionnaires industriels de Delmi, la stratégie d'Edison sera orientée de manière à permettre des synergies avec les activités d'EDF, d'AEM Milan et des autres actionnaires industriels de Delmi dans les domaines de l'énergie, de l'électricité et du gaz.

Concernant TdE

Le Conseil d'administration de TdE est composé de 10 membres élus par l'assemblée des actionnaires, cinq désignés par EDF et cinq désignés par Delmi (trois de ces cinq administrateurs étant nommés par AEM Milan, les deux autres étant nommés par SEL et ENIA). Delmi doit désigner l'Administrateur Délégué (fonction pouvant être comparée à celle exercée par un directeur général en droit français) de TdE et EDF le Président du Conseil d'administration. Les réunions du Conseil d'administration nécessitent un quorum de huit membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de huit membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

En accord avec ces principes de gouvernance, l'assemblée générale de TdE du 29 juillet 2005 a nommé les membres du Conseil d'administration de TdE suivants :

- Pierre Gadonneix, Président du Conseil d'administration (EDF) ;
- Giuliano Zuccoli, Directeur général (amministratore delegato) (AEM Milan) ;
- Daniel Camus (EDF) ;
- Gérard Wolf (EDF) ;
- Marc Boudier (EDF) ;
- Umberto Quadrino (EDF) ;
- Renato Amilcare Ravanelli (AEM Milan) ;
- Mario Mauri (AEM Milan) ;
- Klaus Stocker (SEL) ;
- Uris Cantarelli (ENIA).

Le Conseil d'administration dispose de compétences exclusives notamment pour :

- toute cession de titres Edison par TdE qui aurait pour effet de lui faire perdre le contrôle d'Edison,
- toute décision relative au capital de TdE (par exemple augmentation/réduction de capital, fusion, scission etc.),
- l'exercice des droits de vote au sein des assemblées d'Edison (y compris s'agissant de l'élection des administrateurs et du choix des auditeurs),
- l'approbation des comptes,
- l'acquisition de titres Edison déclenchant l'obligation de lancer une offre publique (autre que l'offre publique devant être lancée aux termes du Structure Agreement),
- les émissions d'obligations ne donnant pas accès au capital de la société.

En cas de désaccord entre EDF et Delmi sur l'un des sujets ci-dessus ou sur une résolution soumise au vote des actionnaires de la société en assemblée générale, le Shareholders Agreement prévoit une procédure spécifique au règlement du désaccord.

Concernant Edison

Aux termes du Shareholder's agreement, le Conseil d'administration d'Edison doit être composé de 12 membres élus par l'assemblée des actionnaires. Ces membres doivent être les cinq administrateurs de TdE désignés par EDF, les cinq administrateurs de TdE désignés par Delmi et deux administrateurs indépendants, EDF et Delmi en désignant chacun un. Delmi désigne le Président du Conseil d'administration et le Directeur Financier d'Edison (qui pourra également être administrateur), EDF l'Administrateur Délégué et le Directeur Général Opérationnel. Les réunions du Conseil d'administration nécessitent un quorum de dix membres et les décisions seront prises à la majorité qualifiée de dix membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Le Conseil d'administration dispose d'une compétence exclusive notamment pour :

- l'approbation des comptes,
- toute décision relative au capital d'Edison (par exemple augmentation/réduction de capital, fusion, scission, etc.),
- l'approbation et la modification du plan d'affaires ou du budget,
- dans la mesure ou cela ne sera pas couvert par le plan d'affaires ou le budget, les acquisitions ou cessions d'actifs ou autres investissements, contrats ou transactions pour un montant total excédant 300 millions d'euros par an.

En cas de désaccord entre EDF et Delmi sur l'un des sujets ci-dessus, le Shareholders Agreement prévoit une procédure spécifique au règlement du désaccord.

Autres dispositions du Shareholders Agreement

Le Shareholders Agreement prévoit comme principe fondamental que la gouvernance d'Edison sera déterminée au niveau de TdE exclusivement. Dès lors, EDF, WGRM, AEM Milan et Delmi ont convenu, au titre des actions d'Edison qu'ils détiennent ou pourront détenir en propre (ou au travers de leurs filiales) :

- d'exercer leur droit de vote (ou de s'abstenir de voter ou de participer aux assemblées générales d'Edison), en conformité avec la position de TdE,
- de ne pas utiliser leurs droits d'actionnaires d'une manière qui serait incohérente avec une décision de TdE ou qui serait contraire au principe énoncé ci-dessus, ou encore pour poursuivre leurs propres intérêts.

Le Shareholders Agreement est entré en vigueur à la date d'acquisition par TdE de l'ensemble des actions Edison détenues par IEB. Il a une durée minimale de trois ans (cinq ans si Edison cesse d'être cotée) et est ensuite renouvelable automatiquement pour la même durée, sauf dénonciation par l'une des parties, auquel cas il est procédé à la dissolution de TdE dans les conditions décrites ci-dessus.

Durant la période initiale de trois ans, aucune des parties ne peut céder sa participation dans TdE à un tiers. Les statuts de TdE contiendront en outre un droit de préemption qui s'appliquera durant toute la vie de la société, mais qui ne joue pas en cas de transfert par WGRM à EDF de l'intégralité de sa participation.

Il sera automatiquement mis fin au Shareholders Agreement si EDF, directement ou indirectement à travers de WGRM, ou si AEM Milan indirectement à travers de Delmi, ne détient plus 50 % au moins des droits de vote pouvant être exercés aux assemblées d'actionnaires de TdE ou si Delmi est liquidée. EDF pourra également mettre fin au Shareholders Agreement si AEM Milan cesse de détenir la majorité des droits de vote de Delmi ou cesse de désigner la majorité des membres du Conseil d'administration de Delmi. AEM pourra également résilier ce Shareholders Agreement si EDF cesse de détenir directement 100 % du capital de WGRM ou si WGRM exerce une quelconque activité substantielle autre que la gestion de sa partipation dans TdE ou Edison.

6.3.1.3.1.4 Activités d'Edison dans le secteur de l'électricité

Edison occupe — derrière ENEL — la deuxième position sur le marché italien de la production d'électricité.

(a) Production

La capacité de production installée du groupe Edison représente environ 13,6 % de la puissance totale installée en Italie et s'élevait au 31 décembre 2005 à 10 GW (intégrant 50 % de la capacité installée d'Edipower) pour une production nette d'électricité de 44,7 TWh en 2005 (source : Edison).

Cette production inclut 11,3 TWh provenant des capacités de production d'Edipower dont Edison dispose au titre d'un contrat de tolling (droit de tirage sur les capacités de production à un prix convenu) pour les centrales thermiques et d'un *Power Purchase Agreement* pour les centrales hydroélectriques. En vertu de ces contrats, Edison bénéficie d'un droit à 50 % des capacités de production thermique et hydroélectrique existantes et futures d'Edipower entre le 1er janvier 2004 et le 31 décembre 2011. Les 50 % résiduels sont répartis entre Atel (20 %), AEM Milan (20 %) et la société municipale de Turin (« AEM Torino ») (10 %), étant précisé que les contractants sont engagés solidairement à l'égard d'Edipower et seraient, en cas de défaillance de l'un d'entre eux, obligés d'acheter la quantité d'énergie revenant au contractant défaillant à hauteur de leur quote-part respective.

Au 31 décembre 2005, Edipower est une société détenue par Edison (40 %), AEM Milan (16 %), Atel (16 %), AEM Turin (8 %), et les banques Unicredito Italiano (10 %), Interbanca (5 %) et The Royal Bank of Scotland (5 %). Ces banques disposent d'une option de vente à Edison de leurs actions Edipower portant sur 10 % du capital exerçable à compter de 2007. Edipower a été constituée, pour l'acquisition, le 31 mai 2002, d'Eurogen, société de production mise en vente par ENEL dans le cadre de l'ouverture du marché italien de la production. En 2005, Edipower a pu disposer d'une capacité de production de 6,8 GW.

Les capacités de production d'Edison sont principalement mobilisées pour répondre aux besoins de base et semi-base du marché italien. Edison a recours aux importations et aux autres producteurs et négociants italiens pour couvrir le solde de ses besoins (8 TWh en 2005).

Le parc de production d'Edison (incluant sa part dans Edipower) dans l'Union Européenne est le suivant :

Capacité installée 2005 du Groupe Edison (MW)

	Edison[1]	Edipower (50 % d'Edipower)[2]	Total	%
Thermoélectrique	4,9	3,1	8,0	80
Hydroélectrique[3]	1,4	0,4	1,8	18
Eolien	0,2		0,2	2
Total	**6,5**	**3,5**	**10,0**	**100**

(1) Source : Edison
(2) Estimations EDF

En 2005, la production d'Edison (et d'Edipower) à partir de leur parc situé dans l'Union Européenne se répartit comme suit :

Production 2005 du Groupe Edison (TWH)

	Edison[1]	Edipower (50 % d'Edipower)[2]	Total	%
Thermoélectrique	30,2	10,6	40,8	91,3
Hydroélectrique	2,8	0,7	3,5	7,8
Eolien	0,4		0,4	0,9
Total	**33,4**	**11,3**	**44,7**	**100**

(1) Source : Edison
(2) Estimations EDF

Edison a engagé un programme d'investissements portant sur le développement de son parc de production :

- Développement de 3,2 GW de capacités nouvelles par la construction de centrales à cycle combiné gaz. Edison développe cinq nouvelles centrales, dont une sera mise en service prochainement,et deux sont en cours de construction, en s'appuyant sur ses propres compétences d'ingénierie et celles d'EDF, avec pour objectif d'assurer la montée en capacité de son parc à environ 14 GW (dont part d'Edipower) à horizon 2011. A ces capacités viennent s'ajouter environ 200 MW d'éolien.
- Modernisation et renforcement de puissance (« repowering ») d'une partie de la capacité du parc d'Edipower et des centrales CIP6/92. Concernant Edipower, ce programme industriel comprend la conversion de tranches thermiques au fioul en cycles combiné gaz. Edison pourra profiter des effets de ce programme de « repowering » sur les capacités de production d'Edipower dans le cadre du contrat de tolling du 3 septembre 2003.

Le parc hydroélectrique d'Edison et d'Edipower est exploité selon un régime de concessions attribuées par les autorités italiennes pour une période de temps limitée. Les concessions relatives à ce parc doivent, à ce jour, être renouvelées entre 2008 et 2020.

Le décret Bersani, qui fixait les modalités et délais de renouvellement des concessions hydrauliques italiennes, prévoyait notamment l'attribution d'un droit de préférence au concessionnaire sortant en présence d'offres équivalentes.

Les modalités d'attribution et de renouvellement des concessions prévues par le décret Bersani ont fait l'objet en 2005 d'une procédure d'infraction diligentée par la Commission européenne qui avait évoqué la possibilité d'une saisine de la Cour européenne de justice. Afin d'éviter cette saisine, le gouvernement italien a promulgué la loi du « 23 dicembre 2005 », (« legge finanziaria per il 2005 »), qui a abrogé les dispositions du décret Bersani relatives à l'attribution d'un droit de préférence au concessionnaire sortant et a étendu la durée des concessions hydroélectriques relatives aux « grandes dérivations » en exploitation au 1er janvier 2006 pour une période de 10 années au delà de leur date d'expiration. Cette extension reste soumise à la réalisation par le concessionnaire d'un programme d'investissements équivalent à au moins 1 euro par MWh produit. Ces dispositions devaient également être adoptées dans les 90 jours à partir du 1er janvier 2006 dans les provinces de Trento et de Bolzano (Edison possède dans ces provinces à statut spécial des centrales représentant presque la moitié de sa capacité hydroélectrique totale en Italie). Cependant les provinces de Trento et de Bolzano ont contesté ces dispositions devant la Cour constitutionnelle italienne pour rupture de leur prérogatives d'autonomie.

Si la Cour consitutionnelle s'exprimait contre ce recours, la loi du « 23 dicembre 2005 » s'appliquerait à toutes les centrales hydroélectriques d'Edison et les concessions concernant ces centrales se renouvelleraient entre 2018 et 2030.

(b) Commercialisation

Edison a commercialisé 16 % (52,7 TWh, dont 44,7 TWh de production et 8 TWh d'achats sur le marché de gros italien et à l'import) de l'électricité sur le marché italien en 2005. Les ventes d'Edison se répartissent comme suit :

- 27,1 TWh sur les marchés (Acheteur Unique, grossistes, clients finaux) ;

- 5,1 TWh directement à des clients finaux au terme de contrats long terme (principalement production d'électricité sur le site du client dans une centrale construite par Edison) ;
- 20,4 TWh au titre des contrats de vente CIP6/92 ;
- 0,15 TWh d'exportations.

L'activité de commercialisation d'Edison est concentrée sur les clients entreprises et les PME/PMI. Concernant les clients professionnels et résidentiels, Edison envisage de développer une offre duale électricité/gaz aux clients gaz des régies municipales avec lesquelles il a conclu une alliance commerciale (Blumet, Eta3, Promoteo).

6.3.1.3.1.5 Activités d'Edison dans le secteur du gaz

Edison occupe après ENI et ENEL la troisième position sur le marché italien pour l'approvisionnement et la commercialisation du gaz, avec une part de marché de 15,4 % en 2005 (source : Edison).

En 2005, Edison a acheté pour 12,4 Gm^3 de gaz, auxquels viennent s'ajouter 1,2 Gm^3 de production propre (dont 0,9 en Italie). Sur les 12,4 Gm^3 d'achats, 5,7 Gm^3 sont achetés sur le marché de gros italien et 6,7 Gm^3 sont des importations (dont au titre des contrats long terme 3 Gm^3 en provenance de Libye, 1,8 Gm^3 en provenance de Russie et 1,0 Gm^3 en provenance de Norvège).

En 2005, Edison a consommé 7,3 Gm^3 de gaz pour produire de l'électricité et a vendu 1,5 Gm^3 de gaz à des clients industriels, 4 Gm^3 à des clients professionnels et résidentiels, 0,5 Gm^3 sur le marché de gros italien et 0,3 Gm^3 hors d'Italie.

L'importance des quantités de gaz auto-consommées par Edison est due au fait que le gaz est la source principale de sa production d'électricité en raison de l'abandon progressif du fioul lourd.

La sécurisation à moyen et long terme de l'approvisionnement en gaz constitue un enjeu majeur pour Edison. Ainsi, le groupe participe au développement d'un terminal de regazéification à Rovigo (8 Gm^3/an) qui sera réalisé d'ici 2008 à travers une société commune avec ExxonMobil (45 %) et Qatar Petroleum (45 %), Edison détenant les 10 % restants. L'accord conclu en mai 2005 avec les deux partenaires donne à Edison un accès à un volume de gaz annuel de 6,4 Gm^3 pendant une durée de 25 ans.

Par ailleurs, Edison est impliquée dans les projets d'infrastructure d'importation suivants :

- Projet IGI : gazoduc destiné à relier la Grèce et l'Italie pour une capacité annuelle de 8 à 10 Gm^3.
- Projet GALSI : gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne pour une capacité annuelle de 8 à 10 Gm^3.
- Projet Rosignano : terminal de regazéification pour une capacité annuelle de 8 Gm^3.

A moyen terme, l'Italie pourrait devenir un pays de transit pour le transport et l'acheminement du gaz entre le Sud et le Nord de l'Europe. Dans cette perspective Edison poursuit son développement et sa consolidation dans l'acheminement du gaz afin de réduire sa dépendance vis-à-vis d'ENI et d'améliorer la compétitivité de ses approvisionnements.

6.3.1.3.1.6 Eléments financiers d'Edison

(a) Evolution des résultats

Les informations ci-dessous ont été extraites du rapport annuel 2005 d'Edison. Les données comptables mentionnées tiennent compte de l'application des normes IFRS.

Activités électricité et gaz[18]

L'augmentation en valeur des ventes d'électricité (+16 %) et de gaz naturel (+48,1 % en intégrant les ventes aux centrales électriques du groupe) réalisée par les activités électricité et gaz du Groupe ont généré un chiffre d'affaires net de 6 398 millions d'euros, en progression de 19,7 % par rapport à l'exercice 2004 (5 344 millions d'euros).

Ces résultats reflètent la performance soutenue des activités industrielles, dans l'électricité et surtout dans le gaz. Les volumes vendus d'électricité ont progressé de 50,5 % TWh en 2004 à 52,7 TWh en 2005 (soit une augmentation de 4,3 %). Par ailleurs, les volumes vendus de gaz ont augmenté de 19 % pour passer de 11,5 milliards de mètres cubes en 2004 à 13,6 milliards de mètres cubes en 2005.

L'EBITDA (« *margine operativo lordo* ») s'est élevé à 1 283 millions d'euros en 2005, contre 1 451 millions d'euros en 2004, soit une diminution de 168 millions d'euros (–11,6 %) en raison de la perte de tarifs bonifiés de certaines centrales du groupe (en particulier due à la disparition des contrats CIP/6, voir paragraphe (c) ci-dessous). L'EBIT (« *risultato operativo* »)[12] s'est élevée à 630 millions d'euros en 2005, contre 797 millions d'euros en 2004, en baisse de –21 %.

Autres activités

Ingénierie

Le 25 octobre 2005, Edison a cédé 100 % des actions qu'elle détenait dans Tecnimont (Ingénierie) à la société Maire Tecnimont spa (une société du groupe Maire), après obtention des autorisations nécessaires par les autorités de la concurrence compétentes. L'opération a généré dans les comptes consolidés d'Edison une plus value de cession de 86 millions d'euros et n'a pas eu d'impact sur l'endettement net de la société en raison de la déconsolidation de la position financière nette positive de Tecnimont.

Concomitamment à la cession, Edison a souscrit à une augmentation de capital de Maire Tecnimont spa, société résultant de la fusion de Tecnimont et de Maire Engineering (ex Fiat Engineering) et détient désormais 19,5 % du capital de cette société. Des options croisées d'achat et de vente ont été conclues entre Edison et Maire Holding Spa concernant la participation d'Edison dans Maire Tecnimont spa.

Edison a exercé son option de vente fin octobre 2005. Aux termes des accords conclus avec Maire Holding Spa, les actions concernées par cette option seront transférées au plus tard 3 ans

[18] Incluant les activités d'électricité, de gaz, de gestion des participations du groupe et excluant les résultats relatifs à certaines filiales du groupe (incluant Tecnimont) (source : Rapport annuel Edison 2005).

après la date anniversaire de la réalisation du transfert des actions Tecnimont (soit octobre 2008).

En 2005, la contribution de Tecnimont au chiffre d'affaires d'Edison, au titre des activités d'ingénierie, a été de 221 millions d'euros et 15 millions d'euros d'EBITDA reflétant six mois d'activité.

Eau

Les activités dans le secteur de l'eau ont généré un EBITDA de 8 millions d'euros fin 2005 contre 4 millions d'euros en 2004.

Résultats du groupe Edison

Le résultat net part du groupe Edison en 2005 s'élève à 500 millions d'euros, en sensible croissance par rapport à 2004 (354 millions d'euros). Ce résultat a été rendu possible par l'amélioration du résultat financier (91 millions d'euros) liée à une amélioration des conditions financières (refinancement d'Edipower intervenu en février 2005 et amélioration du rating du groupe Edison par Moody's de Baa3 à Baa2), ainsi qu'à la diminution des impôts (72 millions d'euros), et à la réduction des minoritaires en raison de la rationalisation de la structure des sociétés du groupe Edison réalisée au cours des années précédentes. Par ailleurs, le résultat net part du groupe Edison bénéficie de produits à hauteur d'environ 100 millions d'euros, liés principalement à des plus values sur cession d'actifs (Société d'ingénierie Tecnimont, et actions AEM) (source : Edison).

L'endettement net (« *indebitamento finanziario netto* ») s'établit à 4 878 millions d'euros, en légère baisse par rapport à 2004 (4 906 millions d'euros), malgré le maintien d'un plan d'investissement ambitieux (620 millions d'euros de Capex en 2005 contre 633 millions d'euros en 2004). Les flux de trésorerie générés par les activités électricité et gaz du groupe Edison, nets des dépenses d'investissement et des frais financiers, constituent la principale raison de l'amélioration de la situation financière nette du groupe Edison (source : Edison).

(b) Renforcement de la structure financière d'Edison

A la fin 2001, le groupe Edison présentait un endettement net (« *indebitamento finanziario netto* ») de 13,5 milliards d'euros.

Edison a en conséquence poursuivi un programme de renforcement de sa structure financière, au travers :

- d'une augmentation de capital de 2,1 milliards d'euros effectuée entre mars et mai 2003, souscrite par IEB à hauteur d'un milliard d'euros ;
- d'un programme de cession d'actifs de 9 milliards d'euros pour se recentrer sur les métiers de l'énergie, initié en 2002 ;
- d'émissions obligataires pour un montant total de 2,825 milliards d'euros, dont 1,4 milliards d'euros à échéance 2007 et 700 millions d'euros à échéance 2010 et 500 millions d'euros à échéance 2011.

Par ailleurs, au 31 décembre 2005, Edison bénéficiait de lignes de crédit confirmées non-utilisées pour un montant total de 1,5 milliard d'euros à échéance 2009 (source : Rapport annuel Edison 2005).

Au 31 décembre 2005, Edison a pratiquement achevé le programme envisagé de cession d'actifs portant sur environ 9 milliards d'euros. Tel que mentionné ci-avant, le programme de renforcement de la structure financière d'Edison lui a permis de réduire sa dette nette à cette même date. Le ratio dette sur capitaux propres s'établit en 2005 à 0,76 contre 0,79 en 2004.

Il est à noter qu'en application des normes IFRS, Edison consolide, depuis 2005, 50 % de la dette d'Edipower, soit 1 072 millions d'euros.

Par ailleurs, l'option de vente dont disposent les banques actionnaires d'Edipower concernant la cession de leurs actions dans cette société (voir 6.3.1.3.1.4, (« Activités d'Edison dans le secteur de l'électricité ») est valorisée, dans les « dettes diverses » d'Edison au 31 décembre 2005, à 235 millions d'euros.

(c) Fin des contrats CIP6/92

Les contrats de vente CIP6/92 d'Edison conclus avec le GRTN ont une durée de 15 ans et viennent à échéance entre décembre 2007 et 2016. Ces contrats constituent un élément important de la rentabilité d'Edison, de par :

- leur tarif de vente attractif au regard des prix moyens de marchés ;
- la priorité d'appel des centrales ;
- la présence d'un complément de rémunération sur les 8 premières années du contrat.

La disparition progressive du complément de rémunération d'ici à 2009, puis des contrats CIP6/92 eux-mêmes d'ici à 2017, présente pour Edison un enjeu en termes de marge et de débouchés. En conséquence, Edison a engagé, depuis plusieurs années, une adaptation de son outil industriel (développement de nouveaux cycles combinés gaz, réduction de la dépendance par rapport à ENI pour l'approvisionnement en gaz, programme de repowering des centrales CIP6/92) et de sa politique commerciale (développement de la clientèle entreprises et PME/PMI et alliances avec des régies municipales, visant notamment à la fourniture d'offres duales gaz/électricité pour la clientèle professionnelle et résidentielle). Les dépenses d'investissement des années 2005-2008, seront principalement couvertes par l'EBITDA générée par les contrats CIP6/92 (source : EDF).

6.3.1.3.2 FENICE

En octobre 2001, le Groupe EDF a acquis 100 % de la société Fenice dans le cadre de la restructuration du groupe Fiat. Fenice regroupe des installations de production électrique, des réseaux électriques et des actifs environnementaux associés aux sites industriels du groupe Fiat.

En 2005, Fenice a réalisé un chiffre d'affaires contributif de 480 millions d'euros (dont 59,4 millions d'euros en Espagne et en Pologne), en progression par rapport à 2004 et un bénéfice net contributif de 45 millions d'euros en 2005 après une perte nette de 41 millions d'euros en 2004.

Fenice a engagé fin 2003 un plan de réduction des coûts sur la période 2004-2006. Ce plan, qui concerne principalement la maintenance des installations, les coûts de main d'œuvre et les achats a permis de dégager dès 2004 des gains de productivité significatifs.

Au 31 décembre 2005, le Groupe Fenice employait 1 830 salariés.

6.3.1.3.2.1 Activités de Fenice dans le secteur de l'énergie

Fenice intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales de co-génération, de postes électriques, de centrales thermiques avec production de vapeur et d'eau surchauffée pour usage industriel ou chauffage de locaux, de centrales de production de froid, d'unités de production d'air comprimé et de réseaux de distribution internes en électricité, chaud ou froid, air comprimé et gaz industriels.

En termes d'actifs énergétiques, Fenice possédait, au 31 décembre 2005 :

- 26 installations de production combinée d'énergie électrique d'une puissance de 282 MW et d'énergie thermique d'une puissance de 525 MWth ;
- 114 installations de production de vapeur d'eau surchauffée et d'eau chaude (7 900 MW) ; et
- 43 centrales de production d'air comprimé (920 000 m^3/h).

Par ailleurs, Fenice exploitait et entretenait à cette même date 6 centrales de production à cycle combiné en « CIP 6/92 » pour le compte de tiers (500 MW au total).

Ces activités ont représenté 87 % du chiffre d'affaires 2005 de Fenice en Italie.

Les relations commerciales avec le groupe Fiat contribuent à hauteur de 78 % au chiffre d'affaires de Fenice en raison de la localisation de ses actifs et des liens historiques avec le groupe Fiat.

Le principe du maintien et du développement des relations industrielles et commerciales avec le groupe Fiat a été fixé lors de la cession de Fenice à EDF. Le groupe Fiat a ainsi conclu avec Fenice en 2002 des contrats de prestation de services d'une durée minimale de 8 ans qui ont entraîné des transferts d'actifs à Fenice. A l'issue de cette période de 8 ans, Fiat s'est engagée à racheter à Fenice l'ensemble des actifs utilisés au titre desdits contrats pour un montant correspondant à la part non-amortie de ces actifs. Ceci compenserait en grande partie la réduction des cash flows futurs de Fenice. Le personnel correspondant serait retransféré à Fiat.

Depuis son acquisition par le Groupe EDF, Fenice a initié une politique de diversification de sa clientèle. Ainsi, Fenice propose à des clients autres que Fiat des offres de cogénérations industrielles et des offres élargies en matière de services environnementaux tout en cherchant à favoriser le renouvellement de ses contrats de prestations de services avec Fiat dont 50 % arrivent à échéance entre 2008 et 2010.

A la fin de l'année 2005, Fenice a signé deux importants contrats pour la réalisation de co-génération industrielle avec les groupes Barilla et ITT.

6.3.1.3.2.2 Autres activités de Fenice

- Environnement : Fenice intervient notamment dans la conception, la construction et l'exploitation de centrales de traitement de déchets solides et liquides, d'usines de traitement des eaux industrielles primaires et secondaires, de systèmes de collecte, sélection et dans l'évacuation des déchets industriels, de plate-formes de pré-traitement des déchets et îlots écologiques et d'usines d'incinération avec génération d'électricité ou de chaleur. Ces activités ont représenté 10 % du chiffre d'affaires 2005 de Fenice en Italie.
- Services écologiques : analyses certifiées ISO-9000-EN45001, audits et tests environnementaux de sites, conseils en certification environnementale, planification et tests d'impacts environnementaux de projets, mise en oeuvre de systèmes de contrôle environnemental sur site et à distance et assistance juridique spécialisée. Ces activités ont représenté environ 3 % du chiffre d'affaires 2005 de Fenice en Italie.

6.3.1.3.3 EDF ENERGIA ITALIA

EDF Energia Italia (« EEI ») est une société spécialisée dans la commercialisation d'électricité aux clients éligibles italiens. En 2005, EEI a vendu 7,97 TWh d'énergie pour un chiffre d'affaires contributif de 529 millions d'euros.

EEI a été créée dans le cadre d'une stratégie d'EDF d'accompagnement de ses grands clients en Europe. Les clients industriels constituent la part essentielle de son portefeuille (environ 35 clients représentant 200 sites en 2005).

EEI importait, notamment de France, une part importante de l'électricité qu'elle commercialise. L'évolution en 2004 du cadre réglementaire italien qui a mis un terme à la possibilité d'approvisionnement privilégié d'EEI auprès EDF l'a conduit en 2005 à s'approvisionner essentiellement sur le marché italien à des prix plus élevés.

Le portefeuille de clients d'EEI étant complémentaire de celui d'Edison, un projet de cession des activités d'EEI à Edison est à l'étude. Le Conseil d'Administration d'Edison du 21 février 2006 a mandaté l'administrateur délégué U. Quadrino pour négocier ce transfert. La décision sera soumise aux autorités européennes de la concurrence et à la CPT (Commission des Participations et des Transferts).

6.3.1.3.4 SIRAM (GROUPE DALKIA)

Les activités de services énergétiques de SIRAM regroupent la gestion thermique et multitechniques, la gestion des utilités et des fluides industriels, l'exploitation des réseaux de chauffage et de froid urbain. SIRAM propose également des services de facility management. Les principaux clients de SIRAM sont les collectivités publiques (administrations, collectivités locales, hôpitaux), des industriels et des entreprises tertiaires ou commerciales.

En 2005, SIRAM a réalisé un chiffre d'affaires d'environ 648 millions d'euros, la positionnant en leader sur le marché des services énergétiques en Italie (Source : EDF).

SIRAM emploie 2 540 salariés au 31 décembre 2005.

6.3.1.4 Reste de l'Europe

6.3.1.4.1 SUISSE

La Suisse représente un intérêt industriel pour le Groupe en tant que plaque tournante des échanges d'électricité européens ainsi qu'en raison de ses capacités importantes de production de pointe.

Activités du Groupe EDF en Suisse

Le Groupe est présent en Suisse au travers :

1. Des participations du Groupe EDF dans les ouvrages de production hydraulique frontaliers qui ont généré pour EDF 0,6 TWh de droits d'énergie en 2005.

2. De la participation d'EDF dans Motor Columbus, qui détient elle même 58,5 % du capital d'Atel (Aare Tessin Electricité). EDF détenait, de 1997 à 2006, 20 % du capital de Motor Columbus. Dans le cadre des accords décrits ci-dessous, sa participation se situe à ce jour à hauteur de 37,32 % du capital de cette société. EnBW détient également 4,94 % de Motor Columbus. EDF détient par ailleurs directement 1,23 % d'Atel.

(a) Description de l'activité d'Atel

Atel est une entreprise électrique intégrée, très active dans le négoce européen d'électricité. Atel se classe au premier rang des électriciens suisses par son chiffre d'affaires (tel que publié par Atel) avec 8,6 milliards de CHF en décembre 2005 (Source : Rapport annuel Atel 2005). En 2005, Atel a vendu 98 TWh principalement sur les marchés de gros et aux grands clients européens principalement du sud de l'Europe et des pays d'Europe centrale et orientale (« PECO »). Atel assure par ailleurs la desserte d'une centaine de milliers de clients dans le nord-ouest de la Suisse. Cette activité est adossée à des actifs de production et de transport importants en Suisse (13 % de la production et 19 % du réseau de transport suisse) et dans les pays où Atel développe sa présence. En 2005, Atel dispose d'une puissance installée totale de 3 700 MW, répartie comme suit : 1 645 MW en Suisse (804 MW d'hydraulique accumulée, 386 MW d'hydraulique au fil de l'eau et 707 MW de nucléaire), 1 276 MW en Italie et 770 MW dans les PECO.

Atel a récemment engagé une diversification de ses métiers en développant en Suisse une activité de services énergétiques au travers de sa filiale AIT et en procédant à l'acquisition de la société de services énergétiques allemande GAH. En 2005, le chiffre d'affaires services (tel que publié par Atel) s'est élevé à 1,6 milliards de CHF (Source : Rapport annuel Atel 2005).

(b) Evolution de la participation d'EDF dans Motor Columbus

Le 29 septembre 2005, EDF a conclu l'acquisition, pour un montant de 403 millions de francs suisses, de 17,32 % du capital détenu par UBS dans Motor Columbus. Cette opération est venue clore les négociations engagées en juillet dernier avec UBS et plusieurs acteurs suisses, à la suite de l'annonce faite en avril 2004 par cette dernière de sa volonté de céder la totalité de sa participation (55,6 %) dans Motor Columbus.

Ces négociations ont conduit à la signature, le 29 septembre 2005, de plusieurs contrats :

- des contrats d'achat d'actions UBS dans Motor Columbus par (i) EOSH (Electriciens de l'Ouest de la Suisse Holding) (portant sur 16,4 %), les actionnaires minoritaires d'Atel (portant sur 14,7 %) et Atel (portant sur 7,2 % du capital de Motor Columbus) et par (ii) EDF (représentant 17,32 % du capital de Motor Columbus) ;
- une convention de consortium entre les quatre actionnaires principaux de la nouvelle société, à savoir EOSH, le sous-consortium des actionnaires minoritaires d'Atel (composé de EBM (Elektra Birseck, Münchenstein), EBL (Elektra Baselland, Liestal), le canton de Soleure, IBAarau, d'AIL (Aziende Industriali di Lugano SA) et de WWZ (Wasserwerke Zug AG), EDF et Atel.

EDF a ainsi privilégié une solution qui lui permet de protéger durablement ses intérêts sans prise de contrôle mais en disposant de droits d'actionnaire pérennisés au sein d'un holding élargi.

La signature de ces accords a recueilli l'approbation du Conseil d'administration d'EDF du 21 septembre 2005. Cette opération a par ailleurs été autorisée par les autorités suisses et européennes de la concurrence le 24 février 2006. Les contrats relatifs à l'achat des actions d'UBS dans Motor-Columbus sont devenus effectifs le 23 mars 2006.

Suite à la conclusion définitive des contrats, Motor-Columbus est tenue de soumettre, pour le compte des membres du consortium, une offre publique aux actionnaires d'Atel. Cette offre a été lancée le 25 mars 2006 sous la forme d'une offre publique d'échange.

Par ailleurs, il est prévu que, d'ici au début de l'exercice 2007, Motor-Columbus et Atel seront rapprochées. D'ici fin 2007, Atel ainsi que les activités d'exploitation et actifs d'EOS devraient être rassemblés dans une structure holding nouvellement créée. Le siège social de la holding sera situé à Neuchâtel. A terme, EDF détiendra une participation minoritaire de l'ordre d'au moins 25 % dans cette nouvelle structure. Par ailleurs, EDF continue d'étudier toutes les possibilités d'optimiser ses actifs suisses dans le cadre de cette nouvelle société. Il est prévu que les étapes décrites ci-dessus soient mises à exécution au cours des deux années à venir.

Les accords conclus le 29 septembre 2005 établissent les bases d'une entreprise électrique leader en Suisse occidentale regroupant les actifs industriels des électriciens de cette région et le cas échéant, les actifs suisses du Groupe EDF. S'appuyant sur un portefeuille de prestations largement complémentaires, la nouvelle société offrira des services liés à l'énergie à travers toute l'Europe, bénéficiera d'une forte position sur le marché helvétique et d'une taille significative au cœur des échanges électriques européens dans chacun des différents métiers (production, réseaux, négoce, commercialisation).

3. De EnAlpin, filiale à 100 % d'EnBW, qui produit de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages valaisans du Rhône (1,2 TWh en 2005).

4. De la participation de 75,97 %, au 31 décembre 2005, d'EnBW dans Energiedienst qui produit de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages du Rhin (1,7 TWh en 2005).

5. Des filiales à 100 % de Dalkia, CGCE (exploitation) et CGCM (maintenance), présentes en Suisse occidentale (voir section 6.4.1.1.4 (« Le groupe Dalkia ») ci-dessous).

Outre cette présence commerciale et capitalistique, le Groupe a entrepris depuis plusieurs années de développer sa présence sur le marché électrique suisse au travers de collaborations opérationnelles avec les principaux acteurs suisses (Atel EOS notamment).

6.3.1.4.2 BENELUX

Le Benelux, zone électrique cohérente aux interfaces importantes avec la plaque franco-allemande, présente des opportunités de développement rentables de moyens de production électrique. Par ailleurs, il constitue un nœud important du marché gazier européen (hub de Zeebrugge, marché de gaz établi sur un point de jonction d'infrastructures de transport où arrive du gaz en provenance de diverses sources offrant la possibilité d'échanges physiques de gaz).

Activités du Groupe EDF au Benelux

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge détenue à 100 %, EDF Belgium S.A. La puissance revenant à EDF représente 3 % des capacités de production belges. La production de Tihange 1 qui revient à EDF Belgium S.A. est vendue en Belgique à un opérateur belge au travers d'un contrat à long terme expirant en 2015.

Au delà de ses activités de production, EDF Belgium S.A. a repris en juin 2005, les activités de commercialisation d'EDF en Belgique orientées vers le marché des clients industriels et celui des PME-PMI. Les ventes en 2005 ont atteint un volume de 3,4 TWh et devraient se développer significativement dans les années à venir.

EDF assure environ le tiers des importations belges (la Belgique importe 5 % à 10 % de sa consommation). En outre, EDF exporte dans le cadre d'un contrat commercial de long terme de l'energie électrique à destination des Pays-Bas (puissance concernée 700 MW) dont 50 % transitent par la Belgique.

Perspectives d'avenir

L'ambition d'EDF est de parvenir à développer au Benelux une présence durable d'acteur énergéticien intégré, fondée sur une position équilibrée entre production et commercialisation en électricité ainsi que sur des positions solides en gaz. Dans cette perspective, le Groupe examine toutes les opportunités de développement rentable dans cette zone.

6.3.1.4.3 PENINSULE IBERIQUE

Activités du Groupe EDF dans la péninsule ibérique

Le Groupe est présent en Espagne dans les domaines de la production et de la commercialisation d'électricité, au travers des filiales ou participations suivantes.

Activités du Groupe en Espagne

- Hispaelec Energia SA

Hispaelec, créée en 1999, filiale à 100 % du Groupe EDF exerce une activité de commercialisation et ne dispose donc pas d'un parc de production propre. Hispaelec a été créée dans le cadre de la stratégie d'EDF d'accompagnement de ses grands clients en Europe. Elle offre des services personnalisés de fourniture d'électricité, de conseil et d'optimisation.

- Elcogas

Le Groupe EDF détient au 31 décembre 2005, 31,39 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano un projet innovant de « charbon propre » dans une centrale d'une puissance brute de 335 MW alimentée, en mode GICC (Gazéification de Charbon intégrée à un cycle combiné), grâce à la gazéification de charbon et de petcoke local. Outre le gaz naturel, cette installation permet en effet d'utiliser du charbon et des cokes de pétrole, et ce avec des émissions atmosphériques très inférieures aux normes européennes. Cette installation est actuellement la plus grande centrale en combustible solide de ce type au monde. En 2005, Elcogas a produit 1 550 GWh, dont 1293 GWh en mode GICC.

- EDF Ibérica SA

Le Groupe EDF détient 100 % de EDF Peninsula Ibérica créée en 2003, qui a pour objet la prestation de services de promotion et d'appui aux filiales et, le cas échéant, la mise en place de projets dans le domaine de la production d'énergie électrique et de gaz. EDF Ibérica S.A. assure un rôle de représentation du Groupe EDF sur la Péninsule Ibérique.

Activités du Groupe au Portugal

- Tejo Energia

Le Groupe EDF détenait, depuis 1993, 10 % des actions de la société Tejo Energia — Produçao e Distribuiçao S.A. propriétaire d'une centrale à charbon de 600 MW au Portugal. Il détenait également 10 % des actions de la société Pegop — Energia Electrica S.A., en charge de l'exploitation de la centrale et 33,3 % des actions de la société Carbopego Abasteciamento de Combustiveis S.A., en charge de l'approvisionnement en charbon de cette centrale. L'ensemble de ces participations a été vendu aux autres actionnaires (IP, Endesa, EDP) en décembre 2005 (pour un montant total de 16 millions d'euros).

Perspectives d'avenir

La péninsule ibérique représente un marché dont la croissance est plus forte que la moyenne européenne tant pour l'électricité que pour le gaz. Le régime réglementaire est en train d'évoluer en Espagne. De plus, les mouvements de restructuration sont annoncés au sein des secteurs électriques et gaziers. Le Groupe EDF est attentif à ces changements afin de mieux préparer l'évolution de la présence d'EDF dans la Péninsule Ibérique.

6.3.1.4.4 AUTRICHE

L'Autriche est située au centre des interconnexions électriques et, surtout, gazières, de la plaque européenne. Elle est fortement intégrée au marché de la plaque germanique et, à ce titre, suscite un intérêt pour les investisseurs étrangers. Le parc de production électrique autrichien est composé à 70 % de centrales hydrauliques.

Activités du Groupe EDF en Autriche

Le Groupe EDF détient 80 % (et Gaz de France 20 %) de la Société d'Investissement en Autriche (SIA) qui détient elle-même 25 % plus une action du holding ESTAG (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'ESTAG et a conclu avec SIA un pacte d'actionnaires qui donne à SIA des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. ESTAG est à la tête d'un groupe de 41 filiales autrichiennes intervenant dans les domaines de l'énergie, de l'eau, du traitement des déchets et des services associés, mais dont la stratégie est de se recentrer sur les métiers de l'énergie.

Centré sur la Styrie, le groupe ESTAG développe ses activités dans les autres Lander autrichiens et dans certains pays voisins. Ses deux principales filiales sont :

- Steweag-Steg : ESTAG détient 65,43 % du capital de Steweag-Steg, le principal distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie. Steweag-Steg comptait environ 530 000 clients directs et indirects au 31 décembre 2005. Verbund, le principal producteur d'électricité du pays, détient les 34,57 % du capital restants et fournit Steweag-Steg en électricité.
- Steierische Gas Wärme (STGW) : ESTAG détient 100 % du capital de STGW, transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans la même région et qui comptait 36 000 clients gaz (directs et indirects) et environ 11 000 clients directs alimentés en chaleur au 31 décembre 2005.

ESTAG détient par ailleurs 100 % de AVG Steirische Abfallverwertung (société dont l'activité est principalement la gestion de déchets), 100 % de PW Stromversorgung (société dont l'activité est principalement la distribution locale d'électricité) et 49 % d'Energie Graz GmbH & Co KG (société dont l'activité est principalement la distribution et commercialisation d'électricité, de gaz et de chaleur dans la ville de Graz). ESTAG a réalisé au 31 décembre 2005 un chiffre d'affaires (tel que publié par ESTAG) de plus de un milliard d'euros (Source : Rapport annuel ESTAG 2005).

Par ailleurs, EnBW est présente en Autriche, via :

- une participation minoritaire dans Energie-Versorgung Niederösterreich (EVN), société de transport, de commercialisation et de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur dans le Land de Basse-Autriche, qui est majoritairement détenue à 51 % par ce même *Land* ; cette société est le premier distributeur-commercialisateur d'Autriche en nombre de clients ;
- la gestion des contrats de livraison et d'achat d'électricité avec TIWAG et VKW, deux sociétés de transport et de distribution d'électricité opérant respectivement dans les länder du Tyrol et du Vorarlberg.

Perspectives d'avenir

Le Groupe se fixe comme objectif de rationaliser ses positions en Autriche, marché dont la reconfiguration se poursuit.

6.3.1.4.5 PAYS D'EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE

Présence du Groupe dans les pays d'Europe centrale et orientale

Le Groupe est présent dans trois pays d'Europe centrale et orientale (« PECO ») : la Pologne (production d'électricité, cogénération), la Hongrie (cogénération, distribution) et la Slovaquie (distribution). Outre les participations détenues par EDF, EnBW dispose de participations minoritaires en Pologne (production d'électricité, cogénération et distribution de chaleur), Hongrie (production d'électricité, distribution) et République Tchèque (distribution d'électricité, cogénération). Le Groupe EDF est également présent dans ces pays à travers sa filiale Dalkia International, principalement dans le domaine de la cogénération adossée aux grands réseaux urbains de chaleur.

Perspectives d'avenir

EDF considère que les PECO constituent un relais de croissance à moyen terme dans le cadre de la fin des programmes de privatisation déjà engagés et à plus long terme dans le cadre du renouvellement et du développement des parcs de production.

A court terme, la stratégie du Groupe EDF dans cette zone est de conforter ses positions actuelles sur un noyau dur pérenne constituant une base de développement, continuer à améliorer les performances de ses filiales et développer des synergies entre elles. Des opportunités sont offertes par l'ouverture des marchés qui est renforcée par l'adhésion de ces pays à l'Union Européenne (possibilités d'intégration commerciale, amorce de commerce transfrontalier de l'énergie lié à la fin des monopoles d'import-export).

6.3.1.4.5.1 Pologne

Activités du Groupe EDF en Pologne

Par le contrôle direct de 4 sociétés de production, EDF détient 12 % de parts de marché dans la production, se décomposant en 28 % du marché de l'électricité cogénérée (électricité « rouge ») et 9 % du marché de l'électricité « noire » des centrales thermiques classiques. EDF est ainsi le troisième producteur polonais après les deux groupes publics BOT et PKE.

En outre, avec ses centrales de cogénération, EDF détient aussi environ 20 % de parts de marché de la production centralisée de chaleur en Pologne (c'est-à-dire livrée aux réseaux de chauffage urbain).

Cette activité se décompose aussi entre secteur ouvert à la concurrence et secteur non ouvert à la concurrence :

- Activités ouvertes à la concurrence :
  - production d'électricité et d'électricité cogénérée, par les sociétés ERSA, Kogeneracja, EC Wybrzeze (80 % de l'électricité produite par le Groupe en Pologne) ;
  - commercialisation de cette électricité (sur les marchés de gros, bourses et contrats bilatéraux avec des clients importants) par la société EVEREN ;
  - achat groupé de charbon par la société ENERGOKRAK.
- Activités non ouvertes à la concurrence :
  - production d'électricité sous contrat à long terme (au total 20 % de l'électricité produite par le Groupe en Pologne), électricité non ouverte à la concurrence par EC Zielona-Gora (filiale contrôlée par Kogeneracja) et électricité cogénérée par ECK ;
  - production et vente de chaleur aux réseaux urbains par Kogeneracja, ECK, EC Wybrzeze, EC Zielona-Gora.

Le Groupe est présent dans les quatre filiales principales suivantes :

- Le Groupe contrôle le cogénérateur EC Wybrzeze de la region de Gdansk. En 2005, l'outil de production fonctionnant principalement au charbon a produit 1,7 TWh d'électricité et 3,3 TWh de chaleur. ECW dispose d'une capacité installée de 353 Mw et 125 MWth.

- Le Groupe contrôle la société de production d'électricité ERSA dans la région de Rybnik. La capacité installée est de 1 775 Mw, et la production d'électricité en 2005 a été de 9,4 TWh.
- Le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie ECK. En 2005, les centrales au charbon d'ECK ont produit 1,6 TWh d'électricité et 2,2 TWh de chaleur. ECK dispose d'une capacité installée de 460 Mw et 1 258 MWth. ECK vend sa production à PSE via un contrat long terme (PPA) expirant en 2013.
- Le Groupe est actionnaire de Kogeneracja (49,82 % conjointement avec EnBW et ECK), cogénérateur de la région de Wroclaw-Czechnica. En 2005, Kogeneracja a produit 1,23 TWh d'électricité et 2,5 TWh de chaleur. Sa capacité de production installée est de 368 Mw et 1 106 Mwth. Ce cogénérateur détient 99,85 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Gora. Cette dernière, au travers d'un cycle combiné au gaz naturel mis en service commercial en août 2004, a vendu 1,3 TWh d'électricité à PSE via un contrat long terme expirant en 2024.

Perspectives d'avenir

L'accroissement de la demande, conjugué avec les déclassements d'un parc de production accélérés par la contrainte environnementale rendra nécessaire la mise en œuvre d'un important programme de développement de nouvelles capacités (35 GW installés aujourd'hui, autant à mettre en service sur la période 2010-2025).

La situation du marché polonais de l'électricité offre au Groupe des perspectives d'évolution vers l'aval (distribution/commercialisation) autour de son portefeuille d'actifs recentré dans les métiers de la production.

6.3.1.4.5.2 Hongrie

La Hongrie dispose actuellement d'une capacité totale installée d'environ 8,3 GW. La consommation hongroise représente environ 41 TWh pour une production d'environ 34 TWh. La Hongrie est donc importatrice d'électricité.

Activité du Groupe EDF en Hongrie

En Hongrie, le Groupe développe ses activités dans la production, la commercialisation et la distribution, en s'appuyant sur trois filiales principales : BERt, DÉMÀSZ et D-ENERGIA.

- BERt. EDF détient au 31 décembre 2005, 95,6 % de cette société de production d'électricité et de chaleur par cogénération implantée dans la région de Budapest (les autres actionnaires sont le Ministère de l'Economie et la municipalité de Budapest). En 2005, BERt a vendu pour 1,43 TWh d'électricité soit 3,6 % de la production électrique hongroise) pour une puissance installée de 392 MW et 1 724 TWth de chaleur dans ses trois principales centrales. Son chiffre d'affaires contributif sur l'exercice 2005 a été de 155 millions d'euros. BERt commercialise la majeure partie (83 %) de l'électricité produite par ses centrales à MVM via trois contrats de fourniture de type « PPA ». Le PPA de la centrale de Kelenföld arrive à échéance en 2011 et ceux des centrales de Ujpest et Kispest respectivement en 2021 et 2024. Comme pour tous les PPA des producteurs hongrois, ces trois PPA font l'objet d'une enquête formelle de la Commission européenne. Par ailleurs, BERt cède toute la chaleur produite par ses centrales à Fötàv, société de distribution de chaleur de Budapest, en état de monopole, entièrement détenue par la municipalité, dans le cadre d'un contrat long terme d'enlèvement de chaleur, assurant la stabilité des revenus de la société. Fournissant 160 000 logements sur 240 000 (source site internet de Fötàv), BERt est le leader de la production de chaleur pour la région de Budapest (60 % de part de marché).
- DÉMÀSZ, société cotée à la bourse de Budapest et du Luxembourg est détenue, au 31 décembre 2005, par le Groupe EDF, à hauteur de 60,9 % (le Ministère de l'Economie détenant une action spécifique et le solde étant détenu par le public). Cette société de distribution et de commercialisation d'électricité de la région Sud Est du pays (19,6 % du territoire) compte, en 2005, 755 000 clients — clientèle principalement résidentielle qui ne deviendra éligible qu'au 1er juillet 2007. Démàsz compte 18 014 kilomètres de lignes basse tension. Son chiffre d'affaires contributif sur l'exercice 2005 a été de 367 millions d'euros. Le groupe Démàsz a commercialisé 3,9 TWh d'électricité en 2005, soit 11,5 % du total national hongrois. Un nouveau décret tarifaire d'une validité de quatre ans est paru en février 2005.
- D-ENERGIA. En 2003, DÉMÀSZ a créé D-ENERGIA, filiale aujourd'hui à 100 % de Démàsz en charge de la commercialisation d'électricité aux clients éligibles ayant opté pour le marché libre. Au 31 décembre 2005, D-ENERGIA comptait 116 clients éligibles sur 2 086 sites et avait commercialisé pour 997 GWh d'électricité sur l'exercice.

EnBW possède par ailleurs dans le pays les participations minoritaires suivantes :

- 21,7 % dans le producteur Matrai (détenu majoritairement par RWE) qui possède une capacité installée de 836 MW en 2005 (source : Rapport annuel EnBW 2005) ;
- 27,3 % dans le distributeur ELMÜ détenu à hauteur de 55,25 % par RWE (ELMÜ dessert une zone de plus de deux millions d'habitants) et 26,8 % dans le distributeur EMASZ détenu à hauteur de 54,2 % par RWE (source : Rapport annuel EnBW 2005).

Perspectives d'avenir

L'année 2006 devrait voir l'aboutissement du processus de modernisation de l'outil de production de Bert. La Hongrie pourrait être une zone de croissance à moyen terme pour le Groupe.

6.3.1.4.5.3 Slovaquie

Activité du Groupe EDF en Slovaquie

Le Groupe est présent en Slovaquie au travers d'une participation de 49 % du capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská energetika, a.s. (« SSE »), implantée au centre de la Slovaquie (province de Zilina) et qui couvre environ le tiers de la superficie du pays. Au 31 décembre 2005, SSE comptait 695 000 clients pour des ventes représentant 6,3 TWh, soit 30 % du marché slovaque. En 2005, elle a réalisé un chiffre d'affaires social de 480 millions d'euros (Source: EDF). 61 % des ventes sont réalisées auprès des clients industriels. SSE a effectué en 2005, 73 % de ses approvisionnements auprès du producteur national SE, le solde étant importé de République

Tchèque et de Pologne, notamment de la filiale du Groupe, EVEREN.

Bien que ne détenant que 49 % des actions, le Groupe, en application du pacte d'actionnaires conclu le 25 juin 2002 avec le Fonds National de la Propriété slovaque, détient le contrôle opérationnel de la société et nomme trois des cinq membres du directoire de SSE, dont le président. Le Groupe dispose d'un représentant sur les neuf que compte le Conseil de surveillance. A l'assemblée générale, les décisions sont prises à l'unanimité par les deux actionnaires.

Dans le cadre de la poursuite du processus de privatisation qui devrait intervenir en 2006, le pacte d'actionnaires précité confère au Groupe un droit de préemption sur 2 % des actions de SSE et prévoit que le Fonds National de la Propriété slovaque dispose d'une option de vente exerçable sur le Groupe. Cette option de vente porte sur une portion de 18 à 51 % du capital de SSE pour un prix d'exercice qui sera déterminé par un expert indépendant. Cette option de vente est exerçable jusqu'au 31 octobre 2008 et a donné lieu à l'inscription d'un engagement hors bilan du Groupe de 167 millions d'euros.

Perspectives d'avenir

De nouveaux projets de production pourraient voir le jour, auxquels le Groupe pourrait contribuer.

6.3.1.4.5.4 République Tchèque

Activité du Groupe EDF en République Tchèque

Le Groupe est présent dans la production et la distribution d'électricité en République Tchèque à travers les participations minoritaires d'EnBW suivantes :

- EnBW détient 49 % de PRE-Holding (l'autre actionnaire étant la municipalité de Prague), qui détient à son tour 51 % de la société de distribution de Prague, PRE, qui compte 700 000 clients en 2005 (source : Rapport annuel EnBW 2005) ;
- EnBW détient 49 % de PT Holding (les autres actionnaires étant la municipalité de Prague et International Power), qui détient à son tour 47,33 % de la société de cogénération Pražská Teplárenská (« PT »). La cogénération de PT possède une capacité installée de 2 529 MWth en 2005. PT est le fournisseur de 250 000 clients résidentiels et de 4 500 clients industriels à Prague (source : Rapport annuel EnBW 2005).

Le Groupe opère également sur le marché tchèque de la cogénération et des réseaux de chaleur au travers de Dalkia Ceska Republika : leader sur le marché, il occupe des positions importantes dans l'Est du pays en Moravie et en Bohême.

Perspectives d'avenir

La République Tchèque représente pour le Groupe une zone de partenariats privilégiés potentiels.

6.3.2 Amérique Latine et Etats-Unis

Présence du Groupe EDF en Amérique Latine

Le Groupe est présent en Amérique Latine depuis près de quarante ans, d'abord en tant que conseil aux gouvernements puis, à partir des années 90, comme investisseur direct, période à laquelle les pays d'Amérique latine recherchaient des capitaux, notamment par la voie du programme de privatisation de leurs entreprises de service public. Présentant un potentiel de croissance, cette zone géographique a constitué pour EDF une opportunité manifeste.

Le tableau ci-après synthétise les chiffres clés de l'activité du Groupe EDF dans les pays d'Amérique Latine :

Nom de la société	Activités principales	Puissance installée (MW)/Production annuelle (GW)	Nombre de clients
Argentine			
Edenor	Distribution Commercialisation	—	2,3 millions
Distrocuyo	Transport	—	—
Hidisa/Hinisa	Production	660 MW	—
Brésil			
Light	Distribution Commercialisation	852 MW	3,4 millions
UTE Norte Fluminense	Production	780 MW	—
Mexique			
IPP	Production	2 232 MW	—

Pour les détails sur le mode de consolidation au 31/12/2005, voir note 40 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Perspectives d'avenir

Les positions en Amérique latine ne présentent pas de synergies avec le reste du Groupe. Conformément à sa stratégie de recentrage sur l'Europe, le Groupe s'est attaché à organiser sonr repli dans les meilleures conditions. Pour ce faire, le Groupe s'est efforcé en 2005 de poursuivre l'amélioration des performances opérationnelles des sociétés au sein desquelles il détient des participations.

6.3.2.1 Argentine

6.3.2.1.1 EDENOR

Cession d'Edenor

Le Groupe a procédé, le 15 septembre 2005, à la cession de contrôle d'Edenor par le biais de la vente de ses participations indirectes (via EASA) et d'une partie de sa participation directe dans la société.

Le Groupe EDF et Dolphin Energia SA (« Dolphin ») ont ainsi conclu le 10 juin 2005 un contrat de cession (le « Contrat de Cession ») par lequel le Groupe EDF s'est engagé à céder à Dolphin pour un prix total de 100 millions de dollars US, payable en une seule fois, d'une part, 100 % des actions de la société EASA qui détient 51 % du capital et des droits de vote d'Edenor et, d'autre part, 14 % du capital et des droits de vote d'Edenor (la « Cession »). Dolphin ne dispose d'aucune garantie de passif au titre du contrat de cession. Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le projet de cession au cours de sa réunion en date du 29 juin 2005.

Préalablement à la Cession, le Groupe EDF détenait 90 % du capital et des droits de vote d'Edenor. A l'issue de la Cession, le Groupe EDF conserve directement 25 % du capital et des droits de vote d'Edenor. Les actions Edenor de catégorie C, qui représentent 10 % du capital d'Edenor, sont détenues par les salariés de cette société.

Sur la base des valeurs figurant dans les comptes au 31 décembre 2005, cette cession s'est traduite par une réduction de la dette nette du Groupe de 448 millions d'euros (voir note 6.7 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005).

Gouvernance

Aux termes du pacte d'actionnaires conclu le 15 septembre 2005 entre le Groupe EDF, Dolphin et EASA, il a été convenu que, tant que la participation du Groupe EDF au capital d'Edenor restera supérieure à 15 %, (i) le Groupe EDF pourra nommer deux administrateurs au conseil d'Edenor (un seul administrateur si la

participation du Groupe EDF descend entre 7,5 % et 15 %) sur un nombre total de 9 administrateurs, et (ii) toutes les décisions diluant la participation du Groupe EDF dans Edenor, ainsi que certaines décisions spécifiques (notamment, modification des statuts, cession d'une partie significative des actifs d'Edenor, fusion, acquisition ou conclusion de tout contrat portant sur un montant supérieur à 50 millions de dollars US) devront recevoir l'accord écrit préalable du Groupe EDF.

Cessions des actions Edenor — Options d'achat et de vente

Aux termes du pacte d'actionnaires, le Groupe EDF bénéficiera, en cas de projet de cession à un tiers par Dolphin de sa participation dans Edenor, de la possibilité de céder sa participation dans la société aux mêmes termes et conditions (droit de sortie conjointe). Par ailleurs, le Groupe EDF dispose sous certaines conditions, et en particulier en cas de manquement de la part de Dolphin à certaines de ses obligations (notamment dans l'hypothèse du non paiement du prix en cas d'exercice par EDF de l'option de vente décrite ci-dessous), du droit de contraindre Dolphin de céder sa participation dans Edenor à un tiers (droit de cession forcée). Dans une telle hypothèse, le Groupe EDF disposerait du droit de céder sa participation aux mêmes conditions à ce tiers. En outre, si le Groupe EDF décidait de céder sa participation dans Edenor, Dolphin disposerait, sous certaines conditions, d'un droit de préemption sur les actions devant être cédées (droit de préemption).

Aux termes de ce même pacte, le Groupe EDF dispose également d'une option de vente de sa participation dans Edenor à Dolphin (ou des entités affiliées à Dolphin) exerçable à tout moment entre le 1er avril 2013 et le 30 avril 2013 et entre le 1er avril 2014 et le 30 avril 2014. Dolphin disposera par ailleurs d'une option d'achat de la participation du Groupe EDF dans Edenor exerçable à tout moment entre le 1er avril 2015 et le 30 avril 2015 et entre le 1er avril 2016 et le 30 avril 2016. Le prix d'exercice de chacune des options d'achat et de vente sera égal à (i) l'EBITDA d'Edenor (au 31 décembre de l'année précédant l'exercice de l'option) multiplié par 6 et diminué du montant de la dette nette d'Edenor (hors dette résultant des pénalités et frais liés au litige PCB — voir ci-dessous) à la date de l'exercice de l'option, (ii) multiplié par le pourcentage de participation du Groupe EDF dans Edenor, (iii) diminué d'un montant égal à (a) 50 % de tous les frais juridiques, amendes, peines et pertes liés au litige PCB et supportés par Edenor à compter de la réalisation de la Cession, moins (b) le cas échéant, 50 % de toutes les indemnités d'assurance reçues par Edenor et des économies d'impôt réalisées par Edenor à l'occasion de ce litige.

Transferts des droits du Groupe EDF

Aux termes du pacte d'actionnaires, le Groupe EDF dispose d'un droit de sortie conjointe, d'un droit de cession forcée et d'options de vente.

L'ensemble de ces droits dont disposera le Groupe EDF aux termes du pacte est transférable à un tiers en cas de cession de sa participation résiduelle dans Edenor sous réserve des conditions suivantes :

- ce transfert ne peut bénéficier qu'à deux cessionnaires ;
- ce transfert n'est possible qu'au profit de cessionnaires amenés à détenir à minima *5* % du capital d'Edenor à la suite de la cession.

Accord relatif à la dette d'Edenor à conclure entre le Groupe EDF et Dolphin

Aux termes de l'accord relatif à la dette d'Edenor conclu entre le Groupe EDF et Dolphin, les parties se sont engagées à poursuivre le processus de renégociation de la dette d'Edenor. Le Groupe EDF s'est engagé à ne pas céder ou transférer les créances envers Edenor dont il est titulaire durant les dix-huit mois suivant la réalisation de la Cession. En revanche, le Groupe EDF pourra céder ou transférer tout ou partie de ses créances sur Edenor si aucun accord permettant la restructuration de la dette n'était intervenu dans les dix-huit mois qui suivent la Cession. Dolphin disposerait alors d'un droit de préemption sur les créances devant être cédées. Le montant nominal de la dette du Groupe EDF sur Edenor s'élevait au 31 décembre 2005 à 88 millions de dollars US.

Il est par ailleurs prévu dans cet accord que le Groupe EDF s'engage à voter en faveur de tout projet de résolution soumis en assemblée générale concernant la restructuration de la dette d'Edenor et à faire en sorte que les administrateurs nommés par elle votent en faveur de toute proposition de restructuration de la dette proposée par les administrateurs nommés par EASA.

Activités d'Edenor en Argentine

Edenor est une société exerçant une activité de distribution-commercialisation d'électricité sur une zone de concession de 4 637 km^2. Avec plus de 2,3 millions de clients au 31 décembre 2005, représentant 15,7 TWh de ventes sur l'exercice, Edenor est le premier distributeur du pays. En 2005, la contribution d'Edenor au chiffre d'affaires du Groupe EDF était de 234 millions d'euros.

Edenor détient une concession conclue avec les autorités gouvernementales argentines relative à son activité de distribution-commercialisation pour une durée de 95 ans depuis 1992. Aux termes de ce contrat de concession, la première révision tarifaire devait intervenir en 2002, puis tous les cinq ans. Cependant la crise économique qui a frappé le pays a conduit l'Etat à ne pas procéder à une telle révision tarifaire. Le Groupe EDF a engagé en 2003 deux procédures arbitrales auprès du CIRDI (Centre International de Règlement des Différents relatifs aux Investissements) visant à obtenir une indemnisation à l'encontre de l'Etat argentin. Ces procédures portent respectivement sur Edenor (concernant cette société, la procédure a été engagée conjointement avec EASA) et sur Edemsa (dont le contrôle a été cédé en 2005 par le Groupe EDF à IADESA). Le Groupe EDF considère que l'Etat argentin n'a pas respecté les engagements de révision tarifaire résultant des contrats de concession de distribution conclus entre ce dernier et les sociétés Edenor et Edemsa, rompant ainsi l'équilibre économico-financier desdits contrats. Le Groupe EDF réclame une indemnisation en réparation des préjudices subis et évalue le montant de ces demandes entre 500 millions et 1 milliard de dollars US. En application d'un accord en date du 9 juin 2005 conclu entre Dolphin et le Groupe EDF, les sociétés EDFI et EASA se sont engagées à interrompre la procédure d'arbitrage devant le CIRDI relative à Edenor en cas de signature (avec l'accord de Dolphin) d'un Memorandum of Understanding entre Edenor et le gouvernement argentin fixant les modalités de renégociation du contrat de concession relatif aux activités de distribution d'Edenor.Cet accord ayant été obtenu en novembre 2005, EDF a donc suspendu cette procédure.

Edenor s'approvisionne en électricité sur le marché de gros argentin.

Situation financière d'Edenor

Fin 2005, Edenor a arrêté un plan de restructuration de sa dette qui a été accepté par plus de 90 % de ses créanciers en février 2006. Conformément aux accords passés avec Dolphin, la dette détenue par EDF sur Edenor a un rang équivalent aux autres dettes de la société.

Procédure d'arbitrage relative à l'acquisition de la participation d'Endesa dans Edenor et EASA

Concernant l'acquisition par EDFI de la participation d'Endesa dans Edenor et EASA, le Groupe EDF a engagé en 2002 une procédure arbitrale contre les vendeurs, à savoir Endesa Internacional et YPF (Argentine), dans le cadre du Règlement d'Arbitrage de la CCI. Cette procédure vise à obtenir un réajustement du prix d'acquisition de ces actions sur la base d'un document contractuel prévoyant un réajustement de prix en cas de décrochage du Peso argentin par rapport au dollar US avant le 31 décembre 2001, pour un montant de 300 millions de dollars US. La sentence arbitrale devrait être rendue durant le premier semestre 2006.

6.3.2.1.2 DISTROCUYO

Au 31 décembre 2005, EDF détient 21 % de Electrigal, société détentrice de 51 % du capital de Distrocuyo, une entreprise de transport d'électricité opérant, dans le cadre d'une concession exclusive de 95 ans, sur la province de Mendoza et celle de San Juan. Distrocuyo gère aujourd'hui 7 % de l'activité de transport électrique en Argentine.

6.3.2.1.3 HIDISA ET HINISA

Le Groupe EDF détient, à la date du présent Document de Référence, 64,9 % du capital de la société Inversora Nihuiles, société holding détenant 51 % de Hinisa. Le Groupe EDF détient également, à cette même date, 56 % du capital de la société Inversora Diamante, société holding détenant 59 % de Hidisa. Hinisa et Hidisa sont des sociétés de production hydro-électrique situées dans la Province de Mendoza, détenant et exploitant des barrages au fil de l'eau de 390 MW et 270 MW de puissance respective. Ces deux sociétés bénéficient d'un contrat de concession de 30 ans conclu avec la Province de Mendoza en vigueur jusqu'en 2024, puis renouvelable.

EDF a engagé fin 2005 un processus de cession de l'ensemble de ses participations dans ces deux sociétés.

6.3.2.1.4 EDEMSA

Le Groupe a finalisé, le 30 mars 2005, la cession de sa participation dans la société argentine de distribution d'électricité Edemsa, située dans la province de Mendoza, à un investisseur local, Iadesa.

6.3.2.2 Brésil

Participation du Groupe EDF

Au 31 décembre 2005, après opérations de restructuration de la dette durant l'été 2005 de Light, le Groupe EDF détenait 89,5 % du capital et des droits de vote de la société Light et 90 % du capital et des droits de vote de la société Norte-Fluminense. EDF avait engagé en 2005 un processus de recherche de partenaires stratégiques au sein de ces deux sociétés.

EDF a conclu le 28 mars 2006, avec le groupement d'entreprises RME (Rio Minas Energia Participaçoes SA), un accord de cession de 80 % du capital de Light pour un montant de 319,8 millions de dollars. La réalisation de cette cession reste néanmoins encore soumise à l'accord préalable de l'Etat. RME regroupe plusieurs sociétés aux expertises complémentaires qui devraient permettre à Light de poursuivre son exploitation dans les meilleures conditions : le groupe industriel Andrade Gutierrez Concessoes SA, l'électricien de la province brésilienne de Minas Gerais CEMIG, le fonds d'investissement JLA et la banque Carioca Pactual Energia Participaçoes.

La réalisation effective de cette cession est soumise à la réalisation d'un certain nombre de conditions suspensives, incluant l'approbation de l'autorité de régulation brésilienne. A l'issue de l'opération, EDF conservera 10 % du capital de Light, les 10 % restant étant répartis dans le public (Light est une société cotée au Brésil).

Activités de Light

Light possède une activité de production, distribution, et commercialisation d'électricité. Elle est située dans l'Etat de Rio de Janeiro sur une zone de concession de 10 970 km^2 et dessert 31 villes (dont Rio de Janeiro). Avec plus de 3,4 millions de clients au 31 décembre 2005, représentant 19,1 TWh de ventes sur l'exercice, Light est le premier distributeur- commercialisateur de l'Etat de Rio et représente environ 6 % du marché brésilien de la distribution. Light détient également des actifs de production, essentiellement hydrauliques, d'une puissance installée de 852 MW (soit 1 % de la puissance disponible au Brésil).

Light a réalisé un chiffre d'affaires contributif de 1 629 millions d'euros durant l'année 2005.

Amélioration de la situation financière de Light

Light a été confronté entre le milieu de l'année 2003 et 2005, à une crise de liquidités. En effet, cette société a été en défaut sur le principal de sa dette non assortie de garantie depuis juin 2003 et sur les intérêts y afférents depuis octobre 2003. Light a également des arriérés de paiement vis-à-vis de certains de ses fournisseurs.

Cette situation n'est toutefois pas un cas isolé au Brésil puisque les principales sociétés de distribution d'électricité, toutes très endettées, se sont également retrouvées en grande difficulté financière. Toutefois, à l'exception du cas très spécifique de la société CEMAR, aucune société n'a déposé son bilan.

Le 17 mai 2005, Light a publié un communiqué sur l'accord conclu avec les banques créancières. Cet accord prévoit notamment que la dette en défaut (environ 550 millions de dollars US) sera refinancée en trois tranches dont les conditions de taux et d'amortissement sont différentes. La date de maturité finale de la dette restructurée se situe en 2013, mais avec une maturité moyenne légèrement inférieure à 6 ans. La dette refinancée continuera d'être majoritairement libellée en dollars US (67 % en dollars, le solde en reals). Cet accord était notamment conditionné à l'octroi par la BNDES (Banque de Développement du Brésil) du programme d'aide au secteur à Light.

Le 28 juin 2005, la BNDES a approuvé l'octroi à Light d'un programme d'aide consistant en un prêt à taux d'intérêt bonifié, convertible en capital. Le 29 juillet 2005, la BNDES a versé à Light le montant de ce prêt bonifié s'élevant à 735 millions de reals (y compris 727 millions de reals de nominal et les intérêts de retard,

soit environ 250 millions d'euros sur la base du taux de change au 31 août 2005). Ce versement a permis de clore le processus de restructuration financière de Light conclue avec les banques créancières en mai 2005. Concomitamment à l'apport de fonds par la BNDES, EDF a converti en capital la dette d'environ 327 millions d'euros de Light envers sa société mère (voir note 6.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005).

Contentieux relatif à un schéma de financement de Light

Light a mis en place en 1997 un schéma de financement impliquant la création de deux filiales immatriculées aux Iles Cayman : Light Overseas Investment Limited (LOI) et Lir Energy Limited (LIR), créées pour souscrire à l'émission par Light d'obligations à long terme, à charge pour ces filiales de se refinancer à plus court terme sur le marché international des capitaux.

En 1999, la capacité de refinancement de LOI et de LIR ayant été réduite à la suite de la crise brésilienne des années 1998-1999, Light a dû procéder à une recapitalisation de ses deux filiales avant de finalement réduire respectivement le capital de LIR et de LOI de 75 et de 150 millions de dollars US. Face à ces différentes opérations, la Banque Centrale du Brésil, qui avait dûment approuvé les financements initiaux en 1997, a, en 2001, retiré son approbation avant de conclure en 2004 que les certificats approuvant ces opérations devaient finalement être rétablis.

Les décisions de la Banque Centrale du Brésil ont été à l'origine de trois procédures fondées sur les modalités de financement de Light :

- Une enquête fiscale lancée en avril 2002 ; cette procédure a conduit à une demande de redressement d'environ 481 millions de reals brésiliens soit environ 160 millions d'euros (base plus pénalités de 150 %). Ce montant a été contesté devant les tribunaux brésiliens et n'a pas été provisionné ;
- Une enquête de la police fédérale qui a débuté en avril 2003 : un rapport d'enquête établi par l'officier fédéral en charge de cette enquête a conclu à l'absence de fait matériel susceptible de laisser penser que Light et ses dirigeants avaient commis des irrégularités de nature pénale. Cette affaire a été transmise à un juge pénal qui est actuellement en charge de son instruction ;
- Une enquête boursière initiée au printemps 2005 : cette enquête diligentée par le régulateur des marchés financiers brésilien vise à connaître la chronologie détaillée des faits ayant abouti à l'enquête de la police fédérale et à évaluer si les intérêts des actionnaires minoritaires de Light ont été lésés à l'occasion des opérations de financement décrites ci-dessus.

6.3.2.2.1 NORTE-FLUMINENSE

Le Groupe EDF détient 90 % de Norte-Fluminense, société qui a construit et exploite la centrale à cycle combiné gaz de Norte-Fluminense située dans l'Etat de Rio de Janeiro. Cette centrale possède une capacité de 780 MW. Norte-Fluminense écoule toute sa production auprès de Light aux termes d'un *power purchase agreement* (PPA). Le début de mise en exploitation de la première turbine à combustion est intervenu en mars 2004 et l'exploitation commerciale en cycle combiné a démarré le 9 décembre 2004.

Norte-Fluminense est un actif dont le coût de production, en période d'hydraulicité normale, est supérieur au prix du marché spot. Toutefois, il présente un intérêt majeur en période de sécheresse pour assurer l'équilibre du système.

6.3.2.3 Mexique

Le Groupe est présent au Mexique depuis 1998 en tant qu'industriel à travers des projets de production indépendante d'électricité (Independent Power Plants, « IPP »). La participation à ces projets d'IPP à cycle combiné gaz permet au Groupe d'exercer son savoir-faire d'architecte ensemblier et d'opérateur sur ce type de centrales.

Depuis 1998, le Groupe a ainsi intensifié sa présence locale au Mexique. Il constitue aujourd'hui l'un des principaux acteurs étrangers avec une capacité installée de 2 232 MW et une part de marché estimée à 4 % en 2005 sur la totalité du parc de production mexicain, et à 25 % du segment des producteurs privés (source : EDF).

Les IPP

Les IPPs du Groupe ont été mis en œuvre exclusivement suite à des appels d'offres internationaux, sous la forme de projets BOO (*Build, Own, Operate*), adossés à des PPA (*Power Purchase Agreement*).

Les projets IPPs sont conduits par des sociétés ad hoc fonctionnant selon le mode de financement de projet. Elles contractent, sur la base d'un plan d'affaires, les emprunts nécessaires à la réalisation des investissements. Le principe de ces projets repose sur un montage contractuel adapté dont la logique est de permettre aux seuls cash flows générés par l'activité des actifs de rémunérer l'ensemble des parties. Les dettes levées par la société projet sont ainsi assises sur ses cash flows et bénéficient d'une sûreté sur les actifs de la société sans garantie de la part des actionnaires. La répartition cible entre dettes et capitaux propres pour les projets mexicains est d'environ 75 % et 25 %.

Le Groupe dispose des compétences clés pour optimiser le rendement de ses projets IPP, à savoir l'ingénierie de construction, l'exploitation/maintenance, la capacité d'analyse des systèmes électriques, l'ingénierie juridique et contractuelle, la maîtrise de l'approvisionnement en combustible, l'ingénierie financière et le pilotage de projets.

Acteurs du marché mexicain de l'électricité

Les principaux énergéticiens présents sur ce marché sont Iberdrola (4 192 MW), EDF (2 232 MW), Union Fenosa (1 491 MW), Mitsubishi (1 485 MW), Intergen (984 MW), Transalta (477 MW), AES, Calpine et Kyushu Electric Power.

Activités du Groupe EDF au Mexique

Le Groupe EDF détient les centrales à cycle combiné gaz suivantes :

- *Rio Bravo 2 :* capacité de 495 MW, mise en service en janvier 2002.
- *Saltillo :* capacité de 247 MW, mise en service en novembre 2001.
- *Altamira 2* (centrale détenue à 51 % par EDF et à 49 % par Mitsubishi Corporation) : capacité de 495 MW, mise en service en mai 2002.

- *Río Bravo 3 et Río Bravo 4 :* capacités respectives de 495 MW et 500 MW, mises en service en avril 2004 et en avril 2005.

Afin d'assurer l'approvisionnement en gaz de la centrale de Rio Bravo 3, le Groupe EDF a créé en février 2002 la société Gasoducto del Rio qui a construit et exploité un gazoduc d'une longueur de 54 km (gazoduc mis en service en août 2003). Les principaux utilisateurs de ce gazoduc sont EDF, CFE et PEMEX. Ce projet intégré gaz-électricité a été le premier projet de ce type pour EDF au niveau international.

Après quelques difficultés techniques suivant la mise en service, le niveau de performance atteint en 2003 (première année complète d'exploitation en régime de croisière des trois premières centrales) a été confirmé en 2004 (Taux de disponibilité des centrales supérieurs à 90 %).

Toutefois, l'effet d'apprentissage d'une nouvelle technologie, ainsi que certaines difficultés techniques initiales, ont eu un impact négatif sur l'économie des premiers IPPs. Le retour d'expérience sur les deux premiers IPP (Rio Bravo 2 et Saltillo) a été utilisé avec profit sur les projets suivants.

Par ailleurs la centrale Anahuac (RB 2) a connu un arrêt programmé plus long et coûteux que prévu initialement au début de l'année 2006, ce qui a eu pour conséquence de fragiliser sa position de trésorerie. EDF est actuellement en discussion avec les prêteurs du projet et l'acheteur d'électricité mexicain (CFE) afin de convenir de la solution la plus appropriée pour parer à ces difficultés.

6.3.2.4 Etats-Unis d'Amérique

La présence du Groupe aux Etats-Unis se justifie par un besoin de veille industrielle et stratégique. Les Etats-Unis constituent le plus important marché énergétique au monde avec 3 850 TWh de consommation annuelle (source : Edison Electric Institute « EEI », 2004) et une croissance anticipée de 2,5 % par an. Il s'agit par ailleurs d'un marché très innovant dans le domaine de l'énergie avec une intense activité de recherche et développement, tant en amont qu'en aval, où siègent de nombreux groupes et organisations internationales et où sont présents certains concurrents d'EDF.

Dans ce contexte, la présence d'EDF, via un bureau de représentation et de veille, est indispensable. Basé à Washington, ce bureau coordonne la veille institutionnelle, commerciale, industrielle et technologique, et assure le support des activités d'EDF aux Etats-Unis.

A ce titre, EDF a participé à la constitution du consortium NuStart Energy Development LLC créé en mars 2004 et qui regroupe de grands électriciens nucléaires (Constellation Energy, Duke Power, Entergy, Exolon Generation, Florida Power & Light, Progress Energy et Southern Company) et des constructeurs (General Electric, Westinghouse). Le but de ce projet est de relancer et développer le nucléaire aux Etats-Unis à l'horizon 2014, en travaillant sur deux projets de réacteurs « passifs », l'AP 1000 (Advanced Passive 1 000 MW Reactor) de Westinghouse et l'ESBWR (Economic Simplified Boiling Water Reactor) de General Electric. Grâce à cette participation, EDF pourra acquérir les éléments complémentaires (éléments techniques et de coût) sur ces réacteurs de nouvelle génération susceptibles d'être présents sur le marché lors du renouvellement du parc nucléaire français. La participation dans ce projet conduit EDF à verser 1 million de dollars USD par an sur cinq ans (de 2004 à 2008).

Le Groupe est également présent aux Etats-Unis au travers d'EDF Energies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance de parcs d'éoliennes pour compte de tiers (voir section 6.4.1.2.1.1 (« Energies Nouvelles ») ci-dessous).

6.3.3 Asie/Pacifique

Les activités du Groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique sont conduites par la Branche Asie-Pacifique du Groupe EDF. Elles sont essentiellement concentrées sur la Chine et sur la région du Grand Mekong, zone à fort développement et dans laquelle EDF souhaite consolider ses investissements.

Le principal enjeu pour le Groupe EDF sur cette zone est la sécurisation à long terme de sa maîtrise industrielle. En effet, d'ici 2020, l'essentiel des constructions de centrales de production d'électricité dans le monde se fera en Asie (source : International Energy Outlook 2004).

La présence d'EDF depuis 20 ans en Asie lui donne l'opportunité de participer au développement de cette zone et d'assurer ainsi son avenir industriel en lui permettant de valoriser et de développer son savoir-faire tant dans le domaine nucléaire que dans les autres technologies de production (charbon propre, cycle combiné gaz, hydraulique) et de se préparer aux enjeux de renouvellement du parc.

6.3.3.1 Chine

6.3.3.1.1 FONDEMENTS STRATEGIQUES DE LA PRESENCE D'EDF EN CHINE

Intérêt pour le Groupe EDF de sa présence en Chine

La présence industrielle dans le développement chinois constitue un enjeu industriel majeur pour le Groupe EDF. En effet, EDF estime que son efficacité économique dans son rôle d'architecte-ensemblier résulte de sa maîtrise industrielle en termes de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales, décrite à la section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus. Cette expertise résulte d'un processus dynamique qui s'alimente dans la pratique de projets innovants. En complément des projets français comme l'EPR, les nouveaux projets permettent d'entretenir l'avance technologique du Groupe EDF : la présence industrielle d'EDF en Chine lui permettra, dans la perspective du renouvellement du parc français, de prendre part aux innovations technologiques et de développer son savoir-faire industriel dans les décennies à venir, tout en limitant dans la mesure du possible ses investissements financiers.

Dans cette perspective, EDF entend participer, au travers de partenariats et de contrats de prestations de services, à la conception, à l'assistance à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production et prendre des participations dans certains actifs de production.

Atouts du Groupe EDF pour le développement de sa présence en Chine

EDF estime que sa présence en Chine depuis 20 ans lui a donné l'opportunité de participer au développement électrique de ce pays, conformément aux engagements du Groupe dans le

développement durable et en cohérence avec les objectifs affichés par le gouvernement chinois d'une production abondante et de moins en moins polluante. De l'avis d'EDF, les producteurs chinois recherchent des partenaires disposant d'une compétence industrielle et d'une expérience internationale leur permettant de bâtir un partenariat industriel de long terme avec ces derniers.

EDF peut, dans ce contexte, apporter aux industriels chinois un support technique leur permettant de concevoir et construire eux-mêmes leurs centrales et leurs équipements, et de participer à l'émergence d'un réseau de fournisseurs chinois maîtrisant la conception et la fabrication d'unités de production (voir section 6.3.3.1.2 (« Activités du Groupe EDF en Chine ») ci-dessous).

6.3.3.1.2 ACTIVITES DU GROUPE EDF EN CHINE

Avec ses participations dans des sociétés exploitant des centrales thermiques au charbon disposant au total d'une puissance installée de 3 720 MW, EDF est le premier investisseur étranger dans la production d'électricité en Chine. Le Groupe EDF a également développé des partenariats lui permettant de prendre part aux nouveaux développements technologiques dans le nucléaire, le thermique charbon et l'hydraulique.

Ainsi, EDF étudie des investissements dans le secteur thermique charbon en Chine dans les zones permettant d'accéder à de fortes synergies et souhaite entrer dans le secteur nucléaire chinois comme investisseur (propriétaire exploitant), en se positionnant sur l'ensemble de la chaîne de valeur et dans les différentes options technologiques ouvertes.

Participations dans la production d'électricité thermique

Le charbon représente 75 % de la capacité installée en Chine en 2005 et devrait, à l'avenir, continuer de représenter une part majoritaire (64 % prévus en 2020).

Le Groupe EDF est présent dans ce secteur au travers de plusieurs centrales au charbon d'une capacité totale de 3 720 MW, en particulier les centrales thermiques classiques de Laibin B et de Shandong Zhonghua Power Company, mais il souhaite également se développer dans le domaine du charbon propre.

(a) Charbon classique

- Laibin B

EDF a conclu en 1997 un projet « BOT » (« *build, operate and transfer* ») pour les études, la construction, les essais, la mise en service, l'exploitation et la maintenance de la centrale de Laibin B (720 MW) située dans le Guangxi. Au 31 décembre 2005, French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (Figlec), filiale à 100 % du Groupe EDF, est propriétaire de la centrale de Laibin B et Guangxi Laibin Synergie Operating Maintenance for Generation Co. Ltd. (Synergie), filiale à 85 % du Groupe EDF, est chargée de l'exploitation et de la maintenance, les 15 % restants étant détenus par la province et la compagnie de transport. Mise en service en novembre 2000, Laibin B a fourni 11 % de la production électrique de la province du Guangxi (50 millions d'habitants) en 2005 (source : National and Development Reform Commission, NDRC). En 2015, après 15 années d'exploitation, la propriété de Laibin B sera transférée au Gouvernement du Guangxi.

La présence d'EDF dans le district de Laibin a fortement contribué au développement économique de la région, et s'accompagne d'un partenariat étroit avec les exploitants agricoles voisins, les écoles et la municipalité, dans les domaines de la surveillance de l'environnement, de la promotion des métiers de l'électricité et de la coopération culturelle. Cette action illustre la politique de développement durable du Groupe EDF en Chine.

- Shandong Zhonghua Power Company

Au 31 décembre 2005, le Groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de quatre centrales à charbon et à l'anthracite, d'une puissance totale de 3 000 MW. Ces centrales, mises en service entre 1987 et 2004, fonctionnent selon le modèle de l'*independent power plant* (IPP). Les autres actionnaires de SZPC sont au 31 décembre 2005, Shandong Electric Power Company (SEPCO) (36,6 % du capital), China Energy Investment Company Ltd. (CEIC) (29,4 % du capital) et Shandong International Trust and Investment Company (SITIC) (14,4 % du capital). EDF a participé au pilotage de la construction des dernières tranches de ces centrales. SEPCO est responsable de la gestion, l'exploitation et la maintenance des centrales ainsi que de la fourniture du charbon et achète la totalité de l'électricité produite. SZPC fournit en 2005, 12 % de l'électricité de la province du Shandong (90 millions d'habitants) (source : NDRC). SZPC est tenue de transférer au gouvernement de la province du Shandong chacune des centrales 20 ans après la réception de la deuxième unité de chacune des centrales.

(b) Charbon propre

Pour limiter les impacts sur l'environnement, la Chine développe des centrales à charbon à haut rendement moins polluantes. Pour le Groupe EDF, il s'agit, dans ce contexte, en s'appuyant sur ses compétences en matière d'ingénierie thermique, de prendre part aux projets industriels chinois de pointe dans ce domaine afin de consolider son expérience industrielle et de faire face aux besoins qui pourraient émerger en Europe dans les années à venir en fonction de l'évolution des normes de pollution atmosphérique de l'Union Européenne.

- Buget

Au 31 décembre 2005, EDF possède 20 % des parts de Buget, une société de conception, de construction et de conseil dans le domaine du gaz pour le chauffage au gaz. Les autres actionnaires sont Gaz de France (20 %), Golden State (20 %) et Beijing Gas Group (BGG) (40 %).

Partenariats dans la production d'électricité nucléaire

- Daya Bay

De 1984 à 1994, à Daya Bay, dans le Guangdong (Canton), EDF a dirigé, pour le compte de la société propriétaire, la construction et la mise en service de deux réacteurs à eau pressurisée d'une puissance de 1 000 MW, grâce au savoir-faire de son ingénierie. Au plus fort du chantier, près de 100 salariés d'EDF travaillaient en Chine à ce projet. Les excellentes performances réalisées par cette centrale constituent la principale référence du Groupe en Chine. EDF participe à l'exploitation de la centrale par l'intermédiaire de contrats d'assistance.

- Ling Ao

Ling Ao, centrale identique à celle de Daya Bay, en est la suite logique : quelques dizaines d'ingénieurs français d'EDF assistent et conseillent les responsables locaux en charge de la construction et de l'exploitation de cette centrale nucléaire de deux réacteurs

de 1 000 MW mis en service en mai 2002 et janvier 2003. En juillet 2004, le gouvernement chinois a approuvé deux tranches supplémentaires de 1 000 MW, chacune sur le site de Ling Ao. Dans ce cadre, EDF a signé le 21 avril 2005 un nouveau contrat d'assistance avec CNPEC (China Nuclear Power Energy Corporation), pour un montant prévisionnel de 25 millions d'euros et pour une mise en service prévue en 2010. D'autres opérations ponctuelles associent régulièrement EDF et les opérateurs chinois du nucléaire.

Partenariats dans la production d'électricité hydraulique

Présente en Chine depuis 1985 dans ce domaine, EDF, grâce à ses compétences en ingénierie hydraulique, est devenu un acteur reconnu :

- en matière de STEP (Stations de Transfert d'Energie par Pompage) ;
- en matière de surveillance de la qualité de la fabrication des équipements, notamment avec le barrage de Longtan (7 tranches de 700 MW chacune) ou Zhanghewan en 2005 ;
- en matière d'expertise technique, notamment avec les barrages de Conghua 1 (1 200 MW) en 1989, Yixing en 2002 (1 000 MW) et Zhanghewan en 2003 (1 000 MW) ; et
- en matière de gestion de vallée comme en 2004 à Yellow River ou Lancang Jiang en 2005.

Pour conforter cette position, EDF étudie des propositions d'investissements en Chine dans le secteur hydraulique.

Autres partenariats et perspectives

Au début de l'année 2006, la Chine a promulgué une loi sur les énergies renouvelables qui amène EDF à analyser en détail le secteur éolien.

Dans le secteur Transport-Distribution, EDF a remporté plusieurs appels d'offres de consultance et conforte sa position sur ce segment qui n'est pas encore ouvert aux investisseurs étrangers.

6.3.3.2 Activité du Groupe EDF dans le reste de l'Asie du sud est

L'activité du Groupe EDF en Asie du Sud Est est centrée sur l'électrification du bassin du Mékong, dans le cadre du projet « Grand Mékong », qui vise progressivement à une intégration électrique, économique et politique du bassin. La Thaïlande et le Vietnam sont les moteurs de cette intégration et peuvent offrir des opportunités de type IPP, dans la continuité des projets Nam Theun 2 et Phu My 2.2. Le Groupe EDF estime que la puissance installée dans la région du Grand Mékong, de 36 GW aujourd'hui, sera augmentée de 30 GW d'ici 2015. Dans cette perspective, EDF entend participer, au travers de partenariats et de contrats de prestation de services, à la conception, à l'assistance à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production et prendre des participations dans certains actifs de production thermique (VietNam et Thaïlande) et hydraulique (Laos).

6.3.3.2.1 THAILANDE/LAOS

Le Groupe EDF est présent au Laos à travers le projet de centrale hydraulique Nam Theun 2 d'une capacité de production de 1 070 MW. Situé sur un affluent du Mékong, ce projet hydroélectrique, avec un barrage permettant une retenue d'eau de près de 450 km^2, constitue un projet majeur pour le développement du Laos ainsi que pour l'approvisionnement énergétique du quart nord-est de la Thaïlande. La mise en service commerciale de l'ouvrage est prévue à la fin 2009. La Thaïlande sera l'acheteur principal de l'électricité produite. Au 31 décembre 2005, le Groupe EDF détient, 35 % de NTPC (Nam Theun 2 Power Company), société propriétaire de la future centrale. Cette société a conclu le 3 octobre 2002 un accord de « BOT » avec le gouvernement du Laos, afin de financer et construire l'ouvrage hydroélectrique, puis l'exploiter pendant 25 ans après sa mise en service prévue en 2009. Les autres actionnaires de NTPC sont au 31 décembre 2005, Electricity Generating Public Company Limited (« ECGO ») (25 %), Lao Holding State Entreprise (25 %) et Italian-Thai Development Public Company Limited (ITD) (15 %). Les accords d'achat de l'électricité à produire à partir de cette centrale (995 MW vers la Thaïlande, le solde vers le Laos) ont été signés le 8 novembre 2003 et la clôture financière du projet est intervenue le 10 juin 2005. En outre, le Groupe EDF dirige le consortium, dont il est membre, en charge de la maîtrise d'oeuvre pour la réalisation des ouvrages (contrat d'un montant global d'environ 720 millions de dollars US versés au consortium) et fournira une assistance technique dans le cadre de l'exploitation de la centrale.

6.3.3.2.2 VIETNAM

Le Groupe EDF est présent au Vietnam à travers le projet de centrale à cycle combiné gaz Phu My 2.2 d'une capacité de production de 715 MW et dont la mise en service est intervenue le 4 février 2005. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat « BOT » a une durée de 20 ans. Le « project completion » permettant la première distribution de dividendes a été prononcée le 14 mars 2006. MECO (Mekong Energy Company Ltd), filiale à 56,25 % du Groupe EDF au 31 décembre 2005, est propriétaire de cette centrale. Les autres actionnaires sont au 31 décembre 2005, le groupe Sumitomo Corporation (28,13 %) et le groupe Tokyo Electric Power International Corporation (15,63 %). Le Groupe EDF a assuré la construction et la livraison clé en main de la centrale. EDF et le groupe Tokyo Electric Power International Corporation interviennent également dans le cadre d'une assistance technique pour la phase d'exploitation, General Electric fournissant les prestations de maintenance pour les turbines.

6.3.4 Moyen Orient, Afrique

Divers pays ont fait appel à des investisseurs privés pour financer, construire et exploiter des centrales électriques (*Independent Power Plants* (« IPP »)), parmi lesquels les pays d'Afrique du Nord, les pays du Golfe et certains pays d'Afrique. Le Groupe est actuellement présent sur le marché de la production dans deux pays ayant adapté leur législation pour intégrer des IPP : la Côte d'Ivoire et le Maroc.

Le Groupe cherche à valoriser au mieux ses actifs et à en assurer une gestion dynamique pouvant conduire, selon le cas, à des investissements ou au lancement de nouveaux projets.

6.3.4.1 Egypte

EDF International a conclu le 29 novembre 2005 avec le groupe malais Tanjong Energy un accord pour la cession de 100 % des actifs du Groupe en Egypte. Le montant de cette cession s'est élevé à 307 millions de dollars américains. L'opération de cession a été réalisée le 2 mars 2006.

Cette opération s'est inscrite dans le cadre du projet industriel d'EDF visant à recentrer ses activités en Europe.

6.3.4.2 Côte d'Ivoire

Au 31 décembre 2005, EDF détient indirectement 33 % de la société propriétaire (Azito Energie) et directement 50 % de la société d'exploitation de la centrale d'Azito (Azito O&M). Située près d'Abidjan, la centrale comprend deux turbines à gaz d'une capacité totale de 150 MW chacune, alimentée par du gaz naturel d'origine ivoirienne. Elle a fourni 2 180 GWh d'électricité en 2005, soit 39 % de la production nationale. L'intégralité de la production est revendue à l'opérateur national ivoirien qui a respecté ses obligations contractuelles depuis la mise en service commercial de la centrale en 1999.

EDF détient 51 % de la société Enerci. Cette société est membre à hauteur de 12 % de la joint venture qui exploite le plus gros gisement de gaz de la Côte d'Ivoire, nommé Foxtrot (53 % de la production ivoirienne en 2005 avec une production moyenne annuelle de 82 mpc/j). Ce gisement est l'un des fournisseurs traditionnels de la centrale d'Azito. En novembre 2005, un puits d'exploration a révélé la présence sur le même bloc d'un nouveau gisement de gaz exploitable, il reste à en confirmer le potentiel.

6.3.4.3 Maroc

Au 31 décembre 2005, le Groupe détient au Maroc :

- 84,5 % de la Compagnie Eolienne du Détroit (« CED »), qui a construit et exploite un parc éolien au Nord du Maroc d'une puissance de 50 MW et qui a produit 195 GWh d'électricité en 2005 ;
- 50 % de la société Temasol, à parité avec le groupe Total. Temasol est une société d'électrification en solaire photovoltaïque, qui a entamé depuis 2002 l'installation et la gestion de 58 500 systèmes photovoltaïques, obtenus en trois appels d'offres successifs pour le compte de l'Office National d'Electricité. Le programme d'installation se déroule conformément au calendrier (avec même une légère avance). Temasol est aujourd'hui la plus importante « société de services décentralisés » dans le monde. Elle élargit actuellement son champ d'action à l'eau potable.

6.3.4.4 Afrique du Sud

Au 31 décembre 2005, EDF est actionnaire, à 50 % avec Eskom, de la société PNES (Phambili Nombane) chargée de la réalisation, du développement et de l'exploitation du réseau de distribution de l'électricité dans la *township* de Khayelitsha. Cette société dessert 60 000 clients au sein d'une population d'environ 500 000 habitants.

6.3.4.5 Activités services

EDF a, outre l'activité IPP, une activité de vente de services sur la zone Moyen-Orient Afrique.

La vente de services présente plusieurs enjeux pour EDF :

- développer, dans un contexte international, une compétence dans un certain nombre de domaines : production thermique, production hydraulique, dispatchings, planification de réseaux, interconnexion ;
- maintenir une présence dans des régions qui offrent un intérêt stratégique pour le Groupe, sans qu'aucun investissement direct ne soit nécessaire (comme dans le pourtour méditerranéen dont l'intérêt est stratégique pour le Groupe en matière d'accès au gaz) ;
- maintenir une coopération avec les électriciens de pays du Sud.

EDF est particulièrement présente dans les pays suivants :

- Abu Dhabi : ingénierie de dispatching, études d'interconnexion des émirats, intégration techniques IPP ;
- Liban : assistance technique dans la construction de centrales thermiques, aménagements hydroélectriques, réseaux et autres conseils (organisation, étude tarifaire...) ;
- Egypte : ingénierie du dispatching régional du West Delta ;
- Libye : formation professionnelle ;
- Maroc : électrification rurale, ingénierie hydraulique, électrification par panneaux solaires ;
- Algérie/Tunisie : assistance technique ;
- Afrique : assistance à l'exploitation, actions de formation.

6.4. Autres activités et fonctions transverses

6.4.1 Autres activités

6.4.1.1 Services énergétiques du Groupe EDF

Pour répondre à l'évolution des marchés tant industriels, tertiaires que collectifs (besoins croissants de performance économique, amélioration de l'efficacité énergétique, problématique environnementale), et renforcer sa relation clientèle sur chacun de ces secteurs, EDF considère les services énergétiques comme une composante importante de son modèle d'activité. Le Groupe est actuellement présent sur le marché des services énergétiques, principalement au travers de ses participations dans le groupe Dalkia (leader européen du secteur) ainsi que de ses activités propres de services et de celles d'EnBW Energy Solutions, d'EDF Energy (Branche EDF Energy Development) et de Fenice.

6.4.1.1.1 PRESENTATION DES SERVICES ENERGETIQUES

Le Groupe EDF est en mesure de proposer à ses clients industriels, tertiaires et collectivités locales en Europe, une gamme étendue et cohérente de services énergétiques au-delà de la fourniture d'énergie :

- services directement liés à la fourniture d'énergie : suivi de la consommation, assistance à l'optimisation de la consommation, audit de la qualité de l'installation, conseil en matière de maîtrise de la consommation ;
- services liés à l'exploitation optimisée des installations énergétiques sur le site de ses clients (utilités industrielles, réseaux électriques, gestion thermique des bâtiments, facility management), en s'appuyant notamment sur les compétences de Dalkia ;
- services spécifiques aux collectivités locales, soit dans le cadre de leurs usages propres, soit à destination des habitants de la collectivité locale dans le cadre d'une délégation de services publics concédés : la gestion de l'éclairage public, de l'incinération des déchets, prestations électriques sur la voie publique ;
- en complément, et pour faire face aux enjeux grandissants de l'efficacité énergétique, EDF complète son offre par des solutions d'efficacité énergétique intégrée, dans lesquelles elle s'engage sur la qualité de l'énergie fournie et/ou la réduction de la consommation d'énergie sur le site de ses clients.

Le marché des services énergétiques comporte des spécificités importantes telles que la durée généralement pluri-annuelle des contrats, la mise à disposition de main d'œuvre sur le site du client ou la reprise de son personnel. Chaque offre est adaptée aux besoins spécifiques du client et aux caractéristiques du site. Elle fait souvent appel à des partenaires et sous-traitants. Le métier des services énergétiques s'appuie en outre sur des compétences diverses en matière d'ingénierie financière et sociale.

6.4.1.1.2 LE MARCHE DES SERVICES ENERGETIQUES

Sur les quatre pays prioritaires pour le Groupe (France, Allemagne, Royaume-Uni et Italie), le marché potentiel des services énergétiques externalisables est estimé entre 20 et 40 milliards d'euros par an (hors fourniture d'énergie) (source : Frost et Sullivan). Ce marché connaît un fort développement avec un taux de croissance de 10 % par an (source : Frost et Sullivan).

EDF estime que cette tendance devrait se poursuivre en raison du souci croissant de la part des clients industriels, tertiaires et collectivités locales d'optimiser leur consommation énergétique. Ce souci répond, d'une part, à une demande croissante d'économie et de performance de leurs installations et, d'autre part, à des contraintes réglementaires et législatives comme le projet de directive européenne sur les services, la loi d'orientation sur l'énergie en France (voir section 6.5.6.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF ») ci-dessous pour la description de ce projet) et la réglementation européenne sur les quotas de CO_2.

Les grands groupes énergéticiens internationaux concurrents du Groupe EDF développent également une activité de services au travers de filiales spécifiques. Ces principaux concurrents sont : Suez avec sa filiale Elyo et Gaz de France avec sa filiale Cofatech.

6.4.1.1.3 INTERET STRATEGIQUE DES SERVICES ENERGETIQUES POUR LE GROUPE EDF

Le développement de l'activité services énergétiques du Groupe lui permet :

- d'enrichir sa relation avec les clients en vue de les fidéliser, en leur proposant une solution énergétique globale ;
- de développer une activité nouvelle, en complément de son activité de vente d'énergie.

6.4.1.1.4 LE GROUPE DALKIA

Leader sur le marché européen des services énergétiques, le groupe Dalkia réalise un chiffre d'affaires global de 6 107 millions d'euros en 2005 (périmètre géré[19]). Le groupe Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'un excellent maillage commercial en France et d'une forte implantation, en Europe. Le groupe Dalkia développe avec EDF des offres communes à l'étranger et pour les clients éligibles en France.

Activités du groupe Dalkia

Le groupe Dalkia propose des offres innovantes multiénergies qui contribuent à la protection de l'environnement. Lorsque cela est possible, le groupe Dalkia recourt à des énergies renouvelables et à des énergies alternatives telles que l'énergie géothermique, la biomasse, la chaleur produite par l'incinération des déchets ménagers, la chaleur récupérée au cours des processus industriels ou la cogénération.

[19] 100 % du chiffre d'affaires de Dalkia et ses filiales.

Les collectivités locales, l'habitat collectif, les clients indutriels et les clients du tertiaire représentaient respectivement 31, 17, 26 et 26 % du chiffre d'affaires de Dalkia France en 2005.

Détail de la participation d'EDF dans la holding du groupe Dalkia

Au 31 décembre 2005, EDF détient une participation de 34 % du capital et des droits de vote de la société holding du groupe Dalkia (« Dalkia »), constituée sous forme de société par actions simplifiée. Le Groupe EDF détient cette participation depuis décembre 2000 après avoir réalisé des opérations incluant l'apport en nature de certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia. Le solde du capital de Dalkia est détenu, à hauteur de 66 %, par Véolia Environnement, société admise aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext et sur le NYSE. EDF détient 4 % du capital de Véolia Environnement au 31 décembre 2005.

Pacte d'associés

Aux termes d'un pacte d'associés conclu le 4 décembre 2000 entre EDF et Veolia Environnement, et de son avenant en date du 19 avril 2005, EDF bénéficiait d'une option d'achat, et Veolia Environnement d'une option de vente, qui devait permettre à EDF, en cas d'exercice, de porter sa participation à 50 % du capital et des droits de vote de Dalkia sous réserve de l'accord des autorités de tutelle et de la conclusion d'un accord relatif aux modalités de coopération futures des deux actionnaires. Cette option a expiré le 30 septembre 2005.

En outre, le pacte d'associés contient une clause de changement de contrôle en vertu de laquelle chaque partenaire bénéficie du droit de racheter à l'autre la totalité de sa participation dans Dalkia si ce dernier vient à être contrôlé par un tiers concurrent. Il confère également à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acquéreur.

Les deux partenaires ont engagé depuis octobre 2005 des discussions pour faire évoluer leur partenariat.

Gouvernance de Dalkia

Le principe de spécialité d'EDF lors de son entrée au capital de Dalkia Holding (article 44 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, abrogé par la Loi du 9 août 2004) interdisait à EDF de proposer, directement ou indirectement, aux clients non éligibles présents en France, une offre de prestations techniques ou commerciales accompagnant la fourniture d'électricité. Les principes de gouvernance spécifiques, prévus par le pacte décrit ci-dessus, permettaient de respecter les restrictions imposées à EDF par le droit de la concurrence, tout en permettant l'offre par le groupe Dalkia de prestations globales aux clients non éligibles. L'organisation et le fonctionnement du groupe Dalkia empêchaient en effet EDF d'exercer un quelconque contrôle sur les activités relatives à des clients non éligibles.

Les parties ont ainsi procédé au niveau de Dalkia à l'isolement de toute question ou décision relatives à l'activité française du groupe en créant deux conseils de surveillance distincts :

- Le conseil A, qui ne comprend à ce jour aucun représentant d'EDF, a la compétence pour traiter des questions relatives à Dalkia France ; et
- Le conseil B, dans lequel EDF est représenté comme actionnaire minoritaire, a la compétence pour traiter de toutes les questions qui ne relèvent pas de la compétence du conseil A.

Composition du groupe Dalkia

Dalkia détient les participations ci-après :

- 100 % de Dalkia France, société rassemblant l'activité française du groupe Dalkia.
- 75,45 % de Dalkia International qui a pour objet de porter l'ensemble des titres des filiales internationales du groupe Dalkia. EDF et Dalkia France détiennent le solde du capital (respectivement 24,14 % et 0,34 %).
- 50 % de Dalkia Investissement, dont l'objet est de concevoir et mettre en œuvre les montages de projets d'investissement chez les clients éligibles en France et les grands comptes à l'étranger, et dont l'activité principale consiste à porter des actifs de cogénération du groupe Dalkia. EDF détient les 50 % du capital restants de Dalkia Investissement.
- 50 % d'Edenkia (ex—Dalkia Offre Globale), qui a pour objet d'assurer le développement commercial et la mise en œuvre de l'offre globale auprès des clients éligibles en France et les grands comptes à l'étranger. EDF détient les 50 % du capital restants, étant précisé que le pacte d'associés en date du 4 décembre 2000 prévoit que l'intégralité du bénéfice distribuable d'Edenkia sera distribué annuellement selon la clé de répartition suivante : 24,24 % pour EDF et 75,76 % pour Dalkia.

En vertu des récentes évolutions législatives applicables à EDF (abrogation de l'article 44 de la loi du 10 février 2000), la structure organisationnelle du groupe Dalkia devrait être amenée à évoluer.

6.4.1.2 Direction des participations et des activités nouvelles (« DP&AN »)

La Direction des Participations et des Activités Nouvelles (« DP&AN ») est en charge du développement des activités nouvelles d'EDF. Elle est ainsi responsable de deux programmes d'activités innovantes ou liées au développement durable (Business Innovation et Transports Electriques) ainsi que de la gestion des participations détenues par EDF dans des sociétés développant des activités nouvelles. Ces participations sont pour l'essentiel détenues par l'intermédiaire du holding EDEV. En outre, le holding EDEV détient pour des raisons historiques des participations au sein de sociétés exerçant dans les domaines d'activité traditionnels d'EDF (production et distribution d'électricité).

Dans le cadre de l'exercice de ses activités, la DP&AN s'est dotée d'un comité des engagements destiné à autoriser ou donner son avis sur des projets d'investissement entrant dans son champ de compétence, c'est-à-dire :

- tout projet d'investissement d'un montant supérieur à 3 millions d'euros ;
- toute création de société, acquisition ou cession de titres, sans limitation de montant ;
- tout projet de contrat de services d'un montant annuel supérieur à 4,5 millions d'euros ;

- tout projet de contrat de travaux d'un montant total supérieur à 15 millions d'euros ; et
- tout projet de structure déconsolidante.

En 2005, 26 dossiers ont été examinés en comité d'engagement de la DP&AN : 8 dossiers ont reçu une suite positive pour un montant d'investissement (Capex) d'environ 319 millions d'euros, dont 159 en contribution d'EDF ainsi qu'un contrat d'ingénierie « clefs en mains » pour un montant total de 35 millions d'euros.

6.4.1.2.1 ACTIVITES NOUVELLES

6.4.1.2.1.1 Energies Nouvelles

Le développement des énergies renouvelables est devenu une réalité en Europe et aux Etats-Unis : en 2005, 6 122 MW d'éolien ont été installés au sein de l'« Europe des 10 » (source : Ewea) et 2 431 MW d'éolien ont été installés aux Etats-Unis (source : Awea). La capacité cumulée installée avoisine désormais les 50 000 MW d'éolien dans ces deux zones et 57 000 MW dans le monde. Ce développement concerne aujourd'hui très largement l'éolien, la biomasse venant en deuxième et le solaire étant vu comme un relais de croissance futur qui s'amorce dès aujourd'hui. L'hydraulique est arrivée à saturation dans ces pays.

Leader européen en matière d'énergies renouvelables grâce à l'hydraulique, le Groupe EDF a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables et en particulier la production éolienne. EDF entend aussi favoriser l'émergence de nouvelles technologies en lien avec la R&D et développer les capacités de production dans les filières « Eolien », « Hydraulique », « Solaire », « Biomasse » et « Géothermie ». Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la politique de développement durable du Groupe (voir section 6.4.3.1 (« La politique de développement durable du Groupe ») ci-dessous).

6.4.1.2.1.2 EDF Energies Nouvelles

Le développement d'EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Energies Nouvelles (anciennement SIIF-Energies), qui est une société commune entre le Groupe EDF et M. Mouratoglou, son fondateur. En octobre 2000, EDF a pris une participation de 35 % au capital de SIIF-Energies à qui le Groupe EDF octroie un droit de premier refus qui expire le 31 octobre 2007, pour les nouveaux développements dans l'énergie éolienne, solaire, géothermique, la biomasse naturelle et la mini-hydraulique hors de France. En décembre 2002, EDF a porté sa participation à 50 %. EDF a accordé un prêt subordonné pour un montant maximum de 150 millions d'euros, dont 77 millions d'euros correspondent aux dettes d'acquisition de EnXco, société américaine acquise en 2002.

Monsieur Mouratoglou dispose d'une option de vente de ses titres envers EDF, qui est exerçable du 1er décembre 2008 au 31 décembre 2008, en cas de refus par EDF d'introduire en bourse la société EDF Energie Nouvelles avant une certaine date (actuellement juin 2007, mais qui peut être repoussée d'un commun accord par les parties), à un prix correspondant à la moyenne des valorisations retenues par deux experts, déterminées selon les méthodes habituellement retenues pour une introduction en bourse.

Le Conseil d'administration s'est prononcé une première fois et a repoussé au 30 juin 2005 la date à laquelle une décision sur le principe de l'introduction en bourse devait être prise. Une décision quant à l'introduction en bourse de la société a donc à nouveau été examinée par le conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles le 15 juin 2005. Ce conseil a confirmé la volonté des parties de procéder à l'introduction en bourse et a repoussé la date limite d'introduction en bourse au 30 juin 2007. Un conseil d'administration devra se tenir au plus tard quatre mois avant cette date, pour décider l'introduction en bourse.

Dans l'hypothèse d'un refus d'EDF d'introduire EDF Energies Nouvelles en bourse, EDF dispose d'une option d'achat, exerçable à partir de janvier 2009.

EDF Energies Nouvelles exerce plusieurs activités :

- développement, construction et exploitation d'actifs de production d'électricité, principalement à partir d'énergies renouvelables ;
- vente à des tiers d'actifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qu'elle a développés et construits ; et
- exploitation et maintenance de parcs éoliens pour le compte de tiers aux Etats-Unis (1 546 turbines, 383 MW de puissance installée).

Le tableau suivant présente les actifs de production à partir d'énergies renouvelables en exploitation au 31 décembre 2005 :

	Actifs en exploitation au 31 Décembre 2005 (MW)(*)
France	70
Portugal	118
Grande-Bretagne	35
Etats-Unis	279
Espagne	35
Grèce	45
Autres	110
Total	**658**

(*) Conforme aux règles de consolidation

L'essentiel des projets en construction et en développement concerne la filière éolienne terrestre.

EDF Energies Nouvelles exploite également des moyens de production d'électricité thermique de 50 MW.

Au cours de l'exercice 2005, les principaux projets lancés ont été les projets d'Aumelas d'environ 12 MW dans le Sud de la France (100% EDF Energies Nouvelles), de Didimon et Rovas pour 46 MW en Grèce (un parc dans le Péloponèse et un en Crête (100 % EDF Energies Nouvelles)), et 64 MW au Portugal (en quatre parcs, dont 34 MW de quote part EDF Energies Nouvelles).

Par ses activités de développement et de prospection, EDF Energies Nouvelles s'est constitué un portefeuille de projets réalisables à court ou moyen terme, qui sont soumis à une démarche rigoureuse de sélection sous l'angle financier et de la gestion des risques :

- choix de pays où des modes de financements sans recours aux actionnaires peuvent être trouvés, et où un partenariat local efficace a été mis en place ;
- mesure de rentabilité des investissements.

EDF Energies Nouvelles employait 408 personnes environ au 31 décembre 2005 (source : EDF).

6.4.1.2.1.3 L'énergie éolienne

L'éolienne ou aérogénérateur est un capteur de vent, dont la force actionne les pales d'un rotor couplé à une génératrice électrique. Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 4 GWh, selon la qualité du site et le type de machines. Le montant de l'investissement de l'ordre de 1,2 million d'euros par MW est en nette augmentation en 2005 du fait de l'augmentation du prix des éoliennes due à celle du surenchérissement du prix de l'acier et au fort développement de la filière. Ce mode de production a connu un premier développement à large échelle en Californie dans les années 1980. Son développement est devenu significatif en Europe depuis le milieu des années 90.

Fin 2005, les puissances installées dans le monde sont réparties de la manière suivante pour les plus significatives : Allemagne 18 428 MW, Espagne 10 027 MW, Etats-Unis 9 149 MW, Danemark 3 122 MW, et l'Inde 4 228 MW (au 30 septembre 2005). Le potentiel éolien français, encore très faiblement exploité (757 MW de puissance totale installée en service au 31 décembre 2005), commence à être valorisé grâce à un développement en accroissement constant.

EDF dispose aujourd'hui d'atouts non négligeables dans le domaine éolien notamment au travers d'EDF Energies Nouvelles.

Le Groupe EDF dispose en outre de compétences réparties dans différentes entités comme la Direction recherche et développement pour l'expertise et le suivi technique, la Direction Production — Ingénierie pour la gestion de projet, l'ingénierie et la maîtrise d'œuvre.

Enfin, les filiales EDF Energy, EnBW et principalement Edison (259 MW installés en propriété) disposent également de parcs éoliens en exploitation et de projets en développement.

Les principaux chiffres de l'ensemble industriel en exploitation constitué au 31 décembre 2005 toutes filiales confondues sont les suivants :

- 1 293 MW d'actifs détenus par des sociétés de projets dans lesquelles le Groupe a une participation majoritaire ou non ; sur ces 1 293 MW, 708 MW sont contrôlés par EDF Energies Nouvelles ;
- enfin, EDF Energies Nouvelles est exploitant d'installations détenues par des tiers pour une puissance totale de 563 MW.

Le Groupe compte atteindre, seul ou avec des partenaires, une puissance installée de l'ordre de 3 300 MW à l'horizon 2010. Les zones géographiques prioritaires pour les développements futurs sont la Grande-Bretagne et l'Italie, où existe un système de quota, la France, et enfin le reste de l'Europe et les Etats Unis, avec l'objectif de constituer des masses critiques par pays où les rentabilités sont les plus intéressantes. En Europe, il s'agira probablement du Portugal, de la Grèce et de l'Espagne.

6.4.1.2.1.4 L'énergie solaire

On distingue l'énergie solaire photovoltaïque (production d'électricité) de l'énergie solaire thermique (production de chaleur).

La conversion directe de l'énergie du soleil en énergie électrique a été mise en évidence pour la première fois en 1839 par le physicien Edmond Becquerel. Depuis lors, les piles photoélectriques (« cellules photovoltaïques » ou « cellules PV ») ont connu une évolution considérable.

Les cellules PV sont constituées de fines couches de matériaux semi-conducteurs, généralement du silicium cristallin, qui absorbent la lumière et la convertissent en électricité.

Les panneaux photovoltaïques ont été développés à l'origine pour les applications autonomes sans connexion aux réseaux électriques. Dans les dernières années, le marché du photovoltaïque, qui croît au rythme de 30 à 40 % par an, s'est surtout développé dans les applications raccordées aux réseaux sous l'impulsion des politiques en faveur des énergies renouvelables. Dans les systèmes isolés, le photovoltaïque s'impose comme énergie fiable, nécessitant peu de maintenance. Le développement de cette énergie bute sur deux points particuliers : une pénurie de silicium de qualité solaire et un prix encore élevé pour les applications raccordées aux réseaux.

EDF contrôle 50 % du groupe TENESOL, conjointement avec TOTAL, qui fabrique et commercialise dans le monde des systèmes photovoltaïques.

En France, EDF favorise le développement de cette énergie pour l'électrification des sites isolés en Métropole et dans les DOM.

Au Maroc, en Afrique du Sud et au Mali, EDF est présent dans des sociétés d'électrification rurale visant à équiper plus de 80 000 foyers en kit photovoltaïques.

Afin d'aider la filière à atteindre une plus grande rentabilité industrielle, EDF a mis en place un projet R&D ambitieux pour le développement des technologies photovoltaïques de type « couches minces » (projet CISEL), voir chapitre 11 (« Recherche et développement, brevets et licences »).

En ce qui concerne le solaire thermique, la filiale EDF Energies Nouvelles détient 25 % de la société GIORDANO, également active dans le domaine des pompes à chaleurs.

Enfin le Groupe EDF, au travers de ses filiales Eco-Alternative et Everbat, offre des solutions à partir d'énergies renouvelables

respectivement à des clients privés et des clients de type collectivité locale. L'objectif est de se positionner sur le relais de croissance futur constitué par des offres intégrées résidentiel-tertiaire-collectivités locales à base de solaire photovoltaïque, solaire thermique et pompes à chaleurs.

6.4.1.2.1.5 L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre. La chaleur croît avec la profondeur : en moyenne, 3°C tous les 100 mètres. Dans certaines régions du globe, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, eau ou 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 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 d'énergie. Une circulation d'eau est entretenue entre deux puits forés dans le sol : l'eau versée dans l'un des puits se réchauffe au passage dans les roches sèches et ressort sous forme de vapeur (« enthalpie »).

Les ressources de haute température de la France sont situées dans les départements d'Outre-mer. La première tranche de la centrale géothermique de Bouillante (Guadeloupe) a été mise en service en 1986.

6.4.1.2.1.6 La biomasse

La biomasse est l'utilisation de certains déchets, notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Ainsi, à côté de l'hydraulique, de l'éolien et de la géothermie, la biomasse peut également, dans une moindre mesure, contribuer à l'objectif de développement des énergies renouvelables.

Par le biais de ses participations, notamment dans la société Dalkia, le Groupe EDF détient des parts en France et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible.

6.4.1.2.1.7 Autres technologies

En anticipation et prise de position sur des solutions technologiques nouvelles, le Groupe EDF consacre un effort de recherche et développement important sur des sujets porteurs de relais de croissance à moyen terme : hydrolien (turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins, de la même façon que les éoliennes exploitent l'énergie des courants aérologiques) et gazéification de biomasse notamment, en plus des sujets déjà évoqués (photovoltaïque film mince, géothermie profonde).

6.4.1.2.2 PROGRAMMES D'ACTIVITES

Le Programme Transport Electrique

A travers ce programme, EDF a pour objectif d'être le partenaire de référence des collectivités locales et des entreprises pour un développement durable en matière de « transports propres », tout en développant des activités rentables pour le Groupe ainsi que les ventes d'électricité.

Avec ce programme, EDF développe notamment de nouvelles technologies d'alimentation des transports (développement de batteries haute densité). Ce programme est mis en œuvre, avec l'appui de la R&D et en coopération avec la Direction des plate-formes territoriales, de la division clients entreprises et collectivités locales et de la Branche Commerce, au moyen de partenariats industriels avec les constructeurs de tramways (alimentation sans caténaires), de bus et de véhicules particuliers (alimentation par batteries).

Le Programme Business Innovation

A travers ce programme, EDF a pour objectif de détecter les innovations et de les transformer en activités rentables pour le Groupe. Le programme Business Innovation a par exemple contribué au développement de la technologie des courants porteurs en ligne (CPL, PLC) qui permet de transmettre des informations numériques sur le réseau électrique existant. Le programme Business Innovation a également permis au Groupe de développer des services liés à l'efficacité énergétique et la maîtrise de la demande en énergie.

6.4.1.2.3 AUTRES PRINCIPALES FILIALES ET PARTICIPATIONS

6.4.1.2.3.1 Electricité de Strasbourg

Electricité de Strasbourg est une société de distribution et de commercialisation d'électricité créée en 1899 à l'initiative de la ville de Strasbourg avec l'aide de capitaux privés. La commune de Strasbourg est devenue majoritaire au sein de la société à partir de 1908. En 1946, Electricité de Strasbourg n'a pas été nationalisée au sein d'EDF et elle constitue donc une ELD. En 1954 toutefois, la commune de Strasbourg a cédé sa participation à EDF qui en est devenue l'actionnaire majoritaire.

Electricité de Strasbourg est aujourd'hui une société anonyme, détenue à hauteur de 74,86 % par EDF, introduite en bourse en 1904 en Suisse et en 1927 à la bourse de Paris et dont les actions sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris (compartiment B). Le principal autre actionnaire est Electricité de Laufenbourg, société suisse, à hauteur de 13,81 % du capital, le solde des actions étant détenu par le public à hauteur de 11,33 % (dont 0,84 % par le personnel). Elle est dirigée par un conseil d'administration de 12 membres, dont cinq sont désignés par EDF et quatre par les salariés. En outre, la ville de Strasbourg est traditionnellement représentée par un administrateur.

Electricité de Strasbourg a contribué pour 447 millions d'euros au chiffre d'affaires consolidé du Groupe en 2005. Elle employait 1 086 personnes au 31 décembre 2005.

Electricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 376 communes bas-rhinoises avec 376 contrats de concession qui ont été renouvelés entre 1993 et 1999 pour une durée de 40 ans, desservant environ 80 % de la population du département du Bas-Rhin. Au titre de son activité de distribution d'électricité, Electricité de Strasbourg est soumise aux contraintes légales et opérationnelles liées à l'ouverture des marchés et a ainsi institué au 1er janvier 2004 un gestionnaire de réseaux de distribution indépendant.

Electricité de Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 446 000 clients, dont près de 43 000 nouveaux sites éligibles au 1er juillet 2005, représentant environ 69 % de l'électricité vendue (en GWh) en Alsace. Electricité de Strasbourg a vendu 6,4 TWh en 2005.

Electricité de Strasbourg a fait valoir son droit à l'éligibilité pour diversifier ses sources d'approvisionnement auprès d'autres électriciens qu'EDF. Elle opère notamment directement sur Powernext depuis octobre 2003. Dans le cadre de ses relations commerciales avec EDF, Electricité de Strasbourg, au titre de son statut d'ELD, a conclu le 1er mars 2005 une convention qui lui permet, tout en s'approvisionnant sur les marchés de gros de l'électricité, de bénéficier d'un prix équivalent au « tarif de cession » (tarif réglementé) pour assurer la fourniture de ses clients aux tarifs régulés. Ce contrat, renouvelé le 31 décembre 2005 est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2006, mais pourra être prolongé en cas d'accord entre les parties.

Le Conseil d'administration d'Electricité de Strasbourg a annoncé son intention de conforter son activité de commerce au travers, notamment, d'investissements dans l'accès à la production d'électricité pour un montant de l'ordre de 100 à 200 millions d'euros, au cours des quatre prochaines années.

Electricité de Strasbourg a obtenu en 2003 trois certifications délivrées par l'AFAQ.

- ISO 14001 pour l'environnement ;
- OHSAS 18001 pour la santé/sécurité ;
- ISO 9001 pour le périmètre plus étendu de ses activités.

6.4.1.2.3.2 Groupe TIRU

Le Groupe TIRU (Traitement Industriel des Résidus Urbains) est un des tout premiers opérateurs européens spécialisés dans le traitement des déchets urbains (centres de tri) et leur valorisation énergétique (usines d'incinération). TIRU a été créée en 1922 comme Régisseur de la Ville de Paris pour être l'unique exploitant de ses usines d'incinération. TIRU est devenue une filiale d'EDF en 1946 car les usines d'incinération produisaient de l'électricité. EDF est l'actionnaire majoritaire du Groupe TIRU (51 %). Les autres actionnaires sont Suez (25 %) et Veolia Environnement (24 %).

Groupe TIRU a contribué pour 226 millions d'euros au chiffre d'affaires consolidé du Groupe en 2005.

Groupe TIRU a traité environ 3 600 000 tonnes de déchets pour plus de dix millions d'habitants et a vendu 4 010 000 MWh d'électricité et de vapeur en 2005. Elle estime détenir environ 30 % des parts de marché de l'incinération en France. Au 31 décembre 2005, Groupe TIRU employait 1 244 personnes, dont 426 relèvent du statut des IEG.

Groupe TIRU est l'un des principaux acteurs du traitement des déchets en France et il déploie également son activité à l'international, occupant le troisième rang des opérateurs européens sur le secteur de la valorisation énergétique des déchets ménagers. Par cet aspect, Groupe TIRU est une des sociétés du Groupe EDF impliquée dans le développement de la filière énergie renouvelable.

D'une façon générale, Groupe TIRU opère dans le cadre de contrats d'exploitation et de délégation de service public conclus avec des collectivités locales. Il exploite en particulier les usines d'incinération d'ordures ménagères parisiennes (contrats d'exploitation : Issy-les-Moulineaux : échéance 2005, Ivry : 2010, Saint-Ouen : 2020), de Strasbourg (contrat d'exploitation et de concession, échéance 2010), et de Perpignan (délégation de Service Public, échéance 2024). L'acquisition début 2003 auprès du groupe SAUR de la société CIDEME, avec sa filiale CYDEL, a permis à Groupe TIRU d'augmenter son activité d'environ 20 % en volume de déchets traités.

Groupe TIRU est également présent au Royaume-Uni, en Espagne et au Canada.

Groupe TIRU se concentre actuellement sur l'optimisation et le renouvellement de ses contrats d'exploitation et le développement de sa technologie de four oscillant dans des usines vendues « clefs en mains » et de petite taille (environ 50 à 100 000 t/an de déchets).

6.4.1.2.3.3 A.S.A. Abfall Service AG (« ASA »)

Le Groupe EDF a signé un accord de cession le 17 novembre 2005 avec le groupe espagnol Fomento de Construcciones y Contratas S.A. concernant la totalité de ses parts dans sa filiale à 100 % ASA, dont l'activité ne relève pas des orientations stratégiques définies par le Groupe dans le cadre de son projet industriel. ASA est une société autrichienne de collecte, traitement et mise en décharge des déchets industriels, commerciaux et municipaux. ASA est principalement présente en Autriche et en République Tchèque, ainsi qu'en Slovaquie, en Hongrie, en Pologne et en Roumanie. La réalisation effective de l'opération a eu lieu le 8 mars 2006 pour un montant de 223,6 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires contributif d'ASA (tel que publié par ASA) était de 183 millions d'euros en 2005. Au 31 décembre 2005, elle employait 2 450 personnes.

6.4.1.2.3.4 EDF Capital Investissement

EDF est présente dans le domaine du capital investissement à travers sa filiale à 100 % EDF-Capital Investissement (« EDF-CI »). EDF-CI, créée en 1999, détient des participations dans des fonds de capital-risque et de capital-développement qui sont gérées par EDF-Partenaires CI, filiale à 60 % d'EDF-CI et à 40 % de Tocqueville International. EDF-CI détenait 108 millions d'euros d'actif net gérés en 2005.

Le Groupe EDF envisage de céder en totalité ou partiellement EDF-Capital Investissement si les conditions le permettent.

6.4.1.2.3.5 Autres sociétés

Enfin, outre des participations au sein d'ELD (SMEG, Enercal, Electricité de Mayotte, EDSB), EDEV 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 de la Direction Production-Ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France. Ces sociétés sont les suivantes :

- COFIVA, holding du Groupe EDF spécialisée dans l'ingénierie ;
- SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustible pour le compte du Groupe EDF ;
- SOCODEI, spécialisée dans le traitement des déchets faiblement radioactifs ;
- SOPROLIF, qui exploite la chaudière de la centrale à lit fluidisé circulant (« LFC ») de Gardanne.

6.4.2 Activités Gaz

Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe entend développer une activité gazière au niveau européen, afin de tirer parti des opportunités liées à l'ouverture des marchés du gaz en Europe, et plus particulièrement en France, et de conforter l'approvisionnement de ses moyens de production fonctionnant à partir du gaz.

En particulier, le Groupe a pour objectif d'exploiter les activités gazières de ses filiales et participations pour ses projets de production d'électricité à partir du gaz en Europe et pour proposer à ses clients, y compris en France, une offre duale combinant le gaz et l'électricité.

6.4.2.1.1 CONTEXTE REGLEMENTAIRE DU MARCHE EUROPEEN DU GAZ

Le contexte réglementaire du marché du gaz fait l'objet de développements spécifiques à la section 6.5.3 (« Législation relative au marché du gaz »).

Le Groupe a pour objectif de continuer à développer ses activités gazières en France et en Europe. Ainsi, le Groupe souhaite constituer un acteur de taille européenne sur le marché du gaz en tirant partie de son accès au marché des consommateurs finals dans le domaine de l'électricité et de ses besoins de production d'électricité à partir du gaz dans certains pays, pour accroître sa capacité de négociation vis-à-vis des grands fournisseurs.

En France, et concernant la commercialisation, le Groupe a mis en place une stratégie commerciale différenciée selon le segment de marché :

- Le marché des Particuliers : la présence d'EDF sur le double marché de la commercialisation de l'électricité et du gaz auprès des clients particuliers éligibles, dès 2007, est un enjeu important, en raison de fortes attentes des clients en matière d'offres duales et du potentiel de fidélisation associé.
- Le marché des Professionnels : la cible est étroite, très dispersée, et la structure de coûts ne permet pas à EDF de se focaliser exclusivement sur ce marché ; néanmoins, EDF y est présent car ce marché préfigure le futur marché éligible des particuliers.
- Le marché des Entreprises : il s'agit d'un marché très concurrentiel dans lequel les clients sont relativement moins sensibles aux offres duales ; EDF s'y présente donc comme un fournisseur d'électricité en mesure de proposer également une offre gaz afin de s'assurer des débouchés gaz importants.

6.4.2.1.2 ORIENTATIONS DU GROUPE EDF DANS LE DOMAINE DU GAZ

Le Groupe EDF est présent dans le domaine du gaz principalement à travers de EDF Energy (Royaume-Uni), EnBW (Allemagne), Edison (Italie), Dalkia France et EDF SA (France) depuis 2005 (voir sections 6.3.1.1 (« EDF Energy »), 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW »), 6.3.1.3.1 (« Edison ») et 6.4.1.1.4 (« Le groupe Dalkia ») ci-dessous). En 2005, le Groupe a manipulé un volume total d'environ 28,8 milliards de m^3 de gaz[20] ce qui le place parmi les acteurs significatifs du marché gazier européen en termes de volumes manipulés.

Pays	2005
France	3.3
Royaume-Uni	3.3
Allemagne	8.4
Italie	13.3
Autres	0.5
Total	28.8

En Gm^3

Ventes client finals
Consommation propre électricité et chaleur
Vente en gros

[20] Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe pris à 100 %, c'est-à-dire non corrigés du pourcentage de participation (y compris minoritaires). L'activité gaz d'EDF-Trading n'est pas considérée dans ces chiffres.

Le Groupe a développé au sein de la Direction Gaz les compétences nécessaires en matière d'approvisionnement et de logistique permettant à EDF de mettre en place un portefeuille de contrats d'achat diversifié, sécurisé et flexible. Par ailleurs, le Président du Groupe a confié à Umberto Quadrino, administrateur délégué d'Edison, la responsabilité d'animer un comité ayant pour rôle l'examen des projets de développement des actifs gaziers et dénommé « comité des actifs gaziers ». Il s'appuiera sur la Direction Gaz.

Le développement de cette activité gaz a permis à EDF de livrer ses premiers clients gaz en France tout au long de l'année 2005. Au 31 décembre 2005, environ 13 000 clients, du professionnel jusqu'au grand compte, ont choisi EDF comme fournisseur de gaz, ce qui correspond à plus de 7 TWh en équivalent de consommation annualisée.

6.4.2.1.3 LA SECURISATION DES APPROVISIONNEMENTS

La sécurisation des approvisionnements passe tout d'abord par la poursuite de la constitution d'un portefeuille diversifié, sûr et flexible de contrats d'achats. Le portefeuille actuel d'EDF est constitué de contrats moyen/long terme auprès de Statoil, Eni et Gaz de France, ainsi que d'achats à plus court terme, notamment réalisés dans le cadre de programme dit de « Gas release » (mise à disposition de gaz imposée aux acteurs historiques). En complément, le Groupe s'appuie sur EDF Trading pour intervenir sur les marchés de gros et pour couvrir les risques.

Le développement par le Groupe d'une position *midstream* (moyens de transport, d'acheminement et de stockage) à l'échelle européenne est un autre élément clé du développement de ses activités gaz. Cette position devrait permettre une meilleure gestion par le Groupe de ses contrats d'approvisionnement et de ses engagements de fourniture (y compris la négociation d'achats de gaz en dehors des marchés organisés). Aujourd'hui, EDF tire parti des différentes positions des entités du Groupe. A moyen terme, l'objectif est de renforcer la présence du Groupe sur quatre types d'actifs *midstream* :

- les capacités d'importation en provenance des zones de fourniture actuelles et futures (Russie, Mer du Nord, Afrique du Nord et Caspienne) ;
- un ou plusieurs points d'entrée GNL (terminaux et transport maritime associé par navires méthaniers) ;
- des capacités de transport reliant entre elles les différentes positions du Groupe ; et
- des capacités de stockage à proximité des marchés du Groupe.

Enfin, pour la sécurisation de ses approvisionnements en gaz, le Groupe envisage des investissements plus en amont dans la production de gaz (upstream) permettant un accès direct aux réserves gaz, étant entendu qu'à ce jour, l'exploration pure n'est pas un objectif du groupe.

6.4.3 Développement durable, environnement et service public

6.4.3.1 La politique de développement durable du Groupe

Le Groupe inscrit son action dans la logique du développement durable, défini au sommet de Rio en 1992, confirmé à Johannesburg en 2002 et repris à l'article L. 110-1 du Code de l'environnement : « *Le développement durable [...] vise à satisfaire les besoins de développement et la santé des générations présentes sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs.* »

L'action du Groupe s'inscrit dans une démarche de développement durable visant, à travers le dialogue avec l'ensemble des acteurs concernés, à concilier développement économique, niveau élevé du service, préservation de l'environnement et équité sociale. Le Groupe a pour objectif de satisfaire les attentes de ses clients et d'assurer sa croissance, tout en observant une éthique de progrès social et en préservant les intérêts des générations futures.

Ainsi, l'offre de conseil « Confort d'été » apporte des solutions aux clients pour améliorer le confort de leur logement en été tout en maîtrisant les dépenses d'énergie. L'offre « Vivrelec » propose aux clients d'EDF des chauffe-eau utilisant l'énergie solaire thermique. L'offre « Equilibre » garantit aux clients y souscrivant qu'une partie de l'électricité qui leur est facturée correspond à de l'énergie renouvelable.

Les engagements du Groupe en matière de développement durable

Les engagements du Groupe en matière de développement durable ont été présentés et formalisés dans « l'Agenda 21 », signé le 21 décembre 2001 et au titre duquel le Groupe s'est engagé volontairement sur 21 principes guidant sa politique en matière de développement durable. Ces principes sont fondés sur ceux de l'Agenda 21 (Agenda pour le 21ème siècle) adopté lors de la conférence des Nations Unies à Rio de Janeiro en 1992 et ont été adaptés aux enjeux du Groupe.

L'Agenda 21 du Groupe EDF s'organise autour des quatre thèmes suivants :

- agir de manière transparente : gouvernance et transparence ;
- agir en entreprise responsable : protection de l'environnement et certification ISO 14001 ;
- revue des activités, des investissements et des offres du Groupe au regard du développement durable ; et
- agir en partenariat avec les autres acteurs du développement durable : participation active au développement durable des territoires et mobilisation de l'expertise d'EDF auprès d'instances nationales et internationales.

Enfin, le Groupe a adhéré en juillet 2001 au « Global Compact » (pacte mondial) initié par les Nations Unies. Ce pacte demande aux sociétés signataires d'adopter, de soutenir et d'appliquer les principes universels relatifs aux droits de l'homme, aux normes du travail, à l'environnement et, depuis 2004, à la transparence.

La mise en œuvre de la politique de développement durable du Groupe

La mise en œuvre de la politique de développement durable s'effectue notamment grâce à un dispositif d'animation organisé autour d'une agence du développement durable présidée par la Direction de l'environnement et du développement durable (« DEDD »). Ce dispositif vise à favoriser le partage des meilleures pratiques, la réalisation d'analyses et l'échange d'informations.

Afin de définir ses engagements au titre de son Agenda 21 et de déterminer sa mise en oeuvre, le Groupe s'est entouré d'un panel réunissant des personnalités extérieures et indépendantes : le Panel Agenda 21 qui a été renommé en 2004 *Sustainable Development Panel*. Ce panel, présidé par une personnalité extérieure au Groupe, a un rôle de conseil sur les orientations du Groupe et fournit une appréciation critique sur la manière dont le Groupe met en œuvre et rend compte de son engagement en matière de développement durable. Il se réunit en moyenne deux fois par an et les comptes-rendus de ses réunions sont disponibles sur le site Internet du Groupe (www.edf.com).

Les résultats des efforts du Groupe en matière de développement durable sont décrits chaque année dans un rapport sur le développement durable, qui intègre les aspects environnementaux, disponible sur le site Internet du Groupe (www.edf.com). Ce rapport fait partie intégrante du rapport annuel du Groupe. Pour rendre possible les analyses comparatives, la définition des indicateurs de performance du Groupe s'appuie sur des critères établis par le *Global Reporting Initiative* (« GRI »), une association affiliée au Programme des Nations Unies pour l'Environnement qui a pour but de développer et de diffuser des méthodes de reporting en matière de développement durable.

Les actions du Groupe en faveur du développement durable

Le Groupe entretient à tous ses niveaux des relations avec les parties prenantes (pouvoirs publics, collectivités territoriales, clients, ONG, personnel, syndicats...) sur les différents champs de développement durable. Parmi les événements majeurs survenus en 2005, on peut citer la signature d'un accord sur la Responsabilité Sociale par le Groupe EDF, l'ensemble des représentants des salariés des onze pays où l'entreprise est significativement présente et les quatre organisations syndicales internationales du secteur électrique. Cet accord, novateur et ambitieux, réaffirme les principes de développement durable, fixe une cinquantaine d'engagements du Groupe et de ses salariés en matière de responsabilité sociale et prévoit la mise en place d'une instance mondiale de dialogue social (voir section 17.6.3 (« Dialogue social et représentation du personnel Groupe ») ci-dessous pour une description de cet accord).

En outre, le Groupe a mis en place un programme d'accès à l'énergie dans les pays en voie de développement : le programme « ACCESS » (« Accession à l'énergie et aux services »). Ce programme comporte deux volets, l'un rural, l'autre péri-urbain :

- dans les zones rurales éloignées des réseaux électriques, le programme intervient soit par la création de petites sociétés de services énergétiques alimentant les familles et les petites activités économiques, soit par la mise en place de projets pilotes destinés à valider de nouvelles approches, soit par le soutien à des projets fondés sur une gestion communautaire ;
- dans les zones péri-urbaines, ce programme vise à rendre possible l'accès à l'énergie dans des conditions compatibles avec les ressources financières des familles, en particulier par la mise en place de techniques et d'équipements faiblement consommateurs d'énergie.

Par ailleurs, le Groupe a entrepris une politique de revue de ses projets selon une grille d'analyse développement durable (notamment ses offres commerciales et ses projets d'investissement et de désinvestissement). A cet égard, le projet hydroélectrique de Nam Theun 2 est conduit dans un esprit de développement durable, notamment par la prise en compte des impacts sociaux, environnementaux et économiques (voir section 6.3.3.2.1 (« Thaïlande/Laos »)).

6.4.3.2 La politique environnementale du Groupe

Les engagements du Groupe en matière environnementale

La politique environnementale du Groupe, telle que redéfinie à l'occasion de la réunion du Comité Exécutif du 4 mai 2005, se décline principalement sous la forme des engagements suivants :

- Changement climatique

Contribuer efficacement à l'enjeu planétaire que représente la lutte contre l'effet de serre et contre les changements climatiques, par :

- l'ambition du Groupe de rester le moins émetteur des 7 grands électriciens européens en ayant le souci permanent de maîtriser ses émissions de CO_2 et plus largement de gaz à effet de serre. Ainsi EDF améliore en permanence le facteur de disponibilité de ses centrales nucléaires (83,4 % atteints en 2005) et a lancé un programme d'équipements éoliens permettant au Groupe d'atteindre seul ou avec des partenaires de l'ordre de 3 300 MW à l'horizon 2010 ;
- l'élaboration et la promotion d'offres de services et de conseils d'efficacité énergétique à tous les clients du Groupe et aux collectivités locales en intégrant des solutions basées en particulier sur des énergies renouvelables. A titre illustratif, dans le secteur de l'habitat, EDF a accompagné plus de 50.000 projets de rénovation en 2005. En fixant à EDF un objectif qui représente plus de la moitié de l'objectif national, la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite la « LPOPE ») en fait un acteur important de la maîtrise de la demande d'énergie et de l'efficacité énergétique ; et
- la préparation de l'avenir par des actions de R&D et la préparation du renouvellement à plus long terme des parcs de production actuels par des moyens compétitifs n'émettant pas ou moins de CO_2.

- Impact local

Œuvrer globalement pour la santé, la qualité de vie et la préservation des ressources et de la biodiversité, à travers :

- la conformité à la réglementation en vigueur, la prévention des pollutions ainsi que la recherche d'amélioration continue de la performance environnementale du Groupe ;
- l'intégration des préoccupations et des exigences de respect de l'environnement dans les projets du Groupe ;

- la contribution à l'émergence d'une solution sûre et socialement acceptable pour la gestion des déchets nucléaires ; et
- la formation environnementale du personnel.

- Dialogue et transparence

Jouer un rôle actif en terme de dialogue, d'information et de sensibilisation, en privilégiant les partenariats, par :

- la concertation avec l'ensemble des parties prenantes, notamment les collectivités locales et les associations ;
- une large information sur les enjeux énergétiques, avec notamment, la participation aux trois débats publics qui se sont déroulés en 2005/2006 : implantation de la tête de série EPR, la création de la ligne THT Cotentin-Maine, et la gestion des déchets radioactifs tels que mentionnés à la section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'Aval ») ; et
- le respect des prescriptions du Conseil National de la Comptabilité en ce qui concerne la prise en compte des aspects environnementaux dans les comptes individuels et consolidés des entreprises, la fiabilisation des indicateurs de dépenses environnementales et la mise en œuvre d'une démarche de vérification des informations environnementales et sociales par les commissaires aux comptes.

Par ailleurs, le Groupe a élaboré un plan d'action « aléas climatiques » présenté au gouvernement en novembre 2003. Ce plan consiste dans la coordination et le suivi des actions mises en œuvre par les différentes directions afin d'améliorer le fonctionnement de l'ensemble des moyens de production et de distribution en cas de canicule, de sécheresse, de grands froids, de tempête ou d'inondation.

Les autres actions du Groupe en faveur de l'environnement

Le Groupe a noué de nombreux partenariats avec différents intervenants en matière d'environnement, par exemple avec la Fondation Nicolas Hulot.

En outre, EDF a signé un accord de coopération avec l'ADEME le 23 avril 2004. La mise en œuvre de cet accord bénéficie d'un budget de 72 millions d'euros pour trois ans financé à parité entre l'ADEME et EDF. Cet accord couvre neuf domaines d'intervention dont le renforcement de l'efficacité énergétique chez les particuliers.

6.4.3.3 Service public

Définition légale du service public en France

Les principes fondamentaux du service public (mutabilité, continuité et égalité d'accès) ont été développés dans la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public d'électricité qui s'applique à tous les opérateurs du service public de l'électricité (voir section 6.5.2.2 (« Législation française ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Le contrat de service public

Le Groupe EDF avait signé un contrat de service public avec l'Etat le 19 avril 2002, dont la vocation était de préciser les objectifs d'aménagement du territoire et des services rendus aux clients que doivent prendre en compte les entreprises chargées d'un service public. Un nouveau contrat de service public entre l'Etat et EDF a été conclu le 24 octobre 2005 de façon pérenne, la Loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat mais imposant simplement qu'un bilan d'exécution triennal soit présenté au Parlement. Il décline le niveau des engagements pris par EDF sur la période 2005-2007 et précise les modalités de compensation financière des engagements de service public (à savoir le tarif intégré, la CSPE ou le TURP). Au-delà de cette période, les adaptations apportées au contrat prendront en compte le bilan triennal de sa mise en œuvre, prévu par la Loi du 9 août 2004, et les évolutions éventuelles du contexte législatif et réglementaire. Le contrat prévoit à cet égard qu'en cas de difficultés particulières quant à la mise en œuvre des mesures de compensation des coûts entraînés par l'exécution du contrat, l'Etat et EDF conviennent de se rencontrer au plus tôt pour renégocier l'équilibre du financement des missions de service public confiées à EDF.

Objet du nouveau contrat de service public

Ce nouveau contrat a pour objet de constituer le cadre de référence du service public de l'électricité dans le cadre du changement de statut de l'entreprise et de l'ouverture de son capital. Il constitue en conséquence la garantie du service public dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'électricité dont EDF est un des acteurs, en particulier en France.

Evolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité

Conformément à l'article 1er de la Loi du 9 août 2004, l'un des engagements du nouveau contrat de service public porte sur l'évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité. En application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, les tarifs de vente aux clients non éligibles et éligibles n'ayant pas fait valoir leur éligibilité restent réglementés. Dans cet article, il est précisé que ces tarifs doivent couvrir « l'ensemble des coûts supportés [...] par EDF et par les distributeurs non nationalisés ».

Dans le cadre de ces dispositions, l'Etat et EDF s'accordent sur la nécessité de faire évoluer progressivement les tarifs de vente intégrés afin que la structure générale des tarifs de vente et la structure propre à certaines options tarifaires reflètent la structure des coûts.

L'Etat et EDF ont en outre convenu de la nécessité de faire évoluer dans les prochaines années les tarifs de vente de l'électricité aux particuliers à un rythme qui ne sera pas supérieur au taux de l'inflation les cinq premières années.

Engagements d'EDF (hors gestionnaires de réseau)

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 non-éligibles. Il s'agit notamment des engagements relatifs :
  - A la fourniture d'électricité aux clients non éligibles et à la maîtrise de la demande d'énergie. Ces deux missions sont couvertes par le tarif intégré ;
  - A la cohésion sociale. Les conditions de compensation des coûts liés à cette mission par la CSPE et le tarif intégré sont précisées par la loi du 10 février 2000 ;

– A l'accès au service public. Ces actions sont couvertes par le tarif intégré ainsi que par le TURP.

- La production et la commercialisation. Ces domaines comprennent :
  – La mise en œuvre de la politique énergétique (participation à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements et contribution à ses objectifs, maîtrise de la demande d'énergie, certificats d'économies d'énergie, etc.) ;
  – Le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement.

  EDF dégagera les ressources nécessaires à ces deux missions dans les recettes générées soit par le tarif intégré, soit par les prix de vente de l'électricité pour l'électricité vendue à des clients ayant exercé leur éligibilité ou sur les marchés.
- La contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE-EDF Transport 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 réseau

Au travers du nouveau contrat de service public, les gestionnaires de réseau EDF Réseau de Distribution et RTE-EDF Transport ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le tarif d'utilisation des réseaux.

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 où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

En particulier, l'Etat estime que RTE-EDF Transport consacrera à la politique de sécurisation de l'ordre de 100 millions d'euros par an.

Afin de mettre en oeuvre ces programmes de sécurisation et les actions en faveur de la sécurité et de l'environnement, EDF s'engage à accroître ses investissements bruts de distribution d'au moins 6 % en 2006 et 6% en 2007. Tel que mentionné au 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») »), la CRE a retenu dans sa proposition tarifaire du 29 juillet 2005, une hypothèse de stabilité des investissements.

6.5. Environnement législatif et réglementaire

Le Groupe EDF est soumis à différentes réglementations dans le cadre de son activité. Le Groupe EDF est notamment soumis à la législation européenne applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, qui a été transposée en droit français. EDF est également soumise à la réglementation relative aux concessions de distribution d'électricité, aux marchés publics et aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire et de sécurité.

Les dispositions législatives ou réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas pour vocation de fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au Groupe EDF.

6.5.1 Législation relative aux orientations de la politique énergétique française

Loi du 13 juillet 2005 (loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique)

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« LPOPE ») définit les priorités de la politique énergétique de la France (sécurité d'approvisionnement, prix compétitif de l'énergie, lutte contre l'effet de serre et cohésion sociale et territoriale).

Elle conforte le parc de production d'EDF, notamment nucléaire en prévoyant explicitement la construction du réacteur EPR et en réaffirmant le rôle du nucléaire, peu émetteur de CO_2, au sein d'un bouquet énergétique français soucieux de la protection de l'environnement. Elle réorganise également le dispositif d'incitation au développement de l'énergie éolienne et consacre le rôle de la production hydraulique au sein des énergies nouvelles renouvelables, notamment à l'occasion d'arbitrages liés à la conciliation entre les divers usages de l'eau.

En matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE »), la LPOPE institue un système novateur de certificats d'économies d'énergie, dits « certificats blancs » qui associe contraintes réglementaires (obligation d'économies d'énergie pesant sur les fournisseurs d'énergie) et mécanismes de marchés. Elle devrait offrir de nouvelles possibilités de développement à EDF dans les services associés à la MDE. L'entrée en vigueur du dispositif « certificats blancs » est conditionnée par la publication de plusieurs décrets en cours de préparation (projets de décrets « obligations » ; « certificats » ; « registre »).

La LPOPE intègre également des dispositions spécifiques à la contribution aux charges de service public de l'électricité (« CSPE ») et au régime des concessions publiques de distribution d'énergie.

6.5.2 Législation relative au marché de l'électricité

6.5.2.1 Législation européenne

La réglementation du marché de l'électricité en France est issue de la réglementation européenne en la matière, qui a pour objectif d'établir des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité, et de définir les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur de l'électricité, les règles d'accès au marché, les critères et les procédures applicables en ce qui concerne les appels d'offres et l'octroi des autorisations ainsi que l'exploitation des réseaux.

La directive 96/92/CE du Parlement Européen et du Conseil en date du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a constitué le point de départ de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

Directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003

La directive du 26 juin 2003 établit des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. Elle définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur de l'électricité, l'accès au marché, les critères et les procédures applicables en ce qui concerne les appels d'offres et l'octroi des autorisations ainsi que l'exploitation des réseaux.

Les dispositions de cette directive, dont la transposition en droit interne s'imposait avant le 1er juillet 2004, ont été transposées en France par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004.

Ouverture du marché

La directive du 26 juin 2003 prévoit un calendrier d'ouverture du marché de l'électricité. A compter du 1er juillet 2004, tous les clients non résidentiels, c'est-à-dire les personnes physiques ou morales achetant de l'électricité non destinée à leur usage domestique, cette définition englobant les producteurs et les clients grossistes sont devenus des clients éligibles.

A partir du 1er juillet 2007, tous les clients devront être considérés comme éligibles.

La Commission européenne a annoncé, par une communication en date du 13 juin 2005, une enquête sectorielle sur le fondement de l'article 17 du Règlement n° 1/2003 CE afin d'identifier les éventuelles distorsions de concurrence et dysfonctionnements de type comportemental ou structurel sur les marchés du gaz et de l'électricité. Cette enquête vient s'ajouter aux mesures de surveillance prises par la Commission concernant l'application de la législation communautaire en matière d'énergie et à un rapport détaillé sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité en date du 15 novembre 2005.

L'enquête est essentiellement consacrée, pour le secteur de l'électricité, au bon fonctionnement des marchés de gros et à la manière dont s'établissent les prix, à l'étude de la façon dont les marchés nationaux s'intègrent, au fonctionnement des interconnecteurs transfrontaliers, et aux conditions de sourcing. L'enquête examine également les éventuelles barrières à l'entrée sur ces marchés, liées par exemple aux accords à long terme. Enfin, tant pour le gaz que pour l'électricité, l'enquête analyse les liens entre les exploitants de réseaux et leurs filiales commerciales. Un pré-rapport sur les résultats préliminaires de cette enquête a été rendu public le 16 février 2006.

Le rapport préliminaire conclut à l'existence, selon la Commission, de cinq principaux obstacles à un fonctionnement concurrentiel des marchés de l'électricité et du gaz déjà mentionnés par le rapport détaillé en date du 15 novembre 2005 :

- Les marchés de gros conserveraient en général le haut niveau de concentration atteint durant la période de prélibéralisation, laissant aux opérateurs historiques la possibilité de faire monter les prix ;
- Les consommateurs seraient privés de choix en raison des difficultés qu'éprouveraient les nouveaux fournisseurs à accéder aux marchés. Une séparation insuffisante entre les activités d'infrastructure et de fourniture empêcherait les nouveaux entrants d'atteindre le consommateur final ;
- Il n'existerait pas de concurrence transfrontalière significative. Les nouveaux entrants sur le marché du gaz ne seraient pas en mesure d'obtenir la capacité de transit requise sur les principaux itinéraires et l'intégration sur le marché de l'électricité serait freinée par une capacité insuffisante des interconnecteurs et par des réservations de capacités à long terme ;
- Les nouveaux entrants ne pourraient pas obtenir les informations dont ils ont besoin pour pouvoir livrer une concurrence effective. Ce manque de transparence profiterait aux opérateurs historiques et porterait préjudice aux nouveaux entrants ;
- Souvent les prix ne seraient pas fixés dans des conditions de pleine concurrence et de nombreux consommateurs d'électricité n'auraient pas confiance dans la manière dont les prix sont fixés.

Les personnes intéressées ont été invitées à faire parvenir leurs commentaires auprès de la Commission européenne avant le 1er mai 2006.

La Commission européenne a ensuite annoncé le 4 avril 2006 s'être « résolument engagée dans une action déterminée de suivi de la mise en œuvre de la législation relative au marché intérieur de l'énergie et d'examen détaillé de la conformité de toutes les lois de base adoptées par les Etats membres pour transposer les directives gaz et électricité ». La Commission a indiqué avoir à cet égard envoyé 28 lettres de mise en demeure destinées à 17 Etats membres, dont la France.

Accès aux réseaux

La directive du 26 juin 2003 édicte des dispositions concernant l'organisation de l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. Les Etats membres doivent veiller à la mise en place, pour les clients éligibles, d'un système d'accès des tiers à ces réseaux, fondé sur des tarifs publiés et appliqués objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau de transport ou de distribution. Cette disposition a pour but de permettre aux clients éligibles de choisir librement leur fournisseur d'électricité.

Obligations de service public

La directive du 26 juin 2003 prévoit que les Etats membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique et la protection du climat. Elle prévoit la mise en place d'un service universel.

Gestionnaires de réseau de transport et de distribution

La directive du 26 juin 2003 prévoit que des gestionnaires de réseau de transport et de distribution doivent être désignés et elle définit leurs missions (notamment, garantir le dimensionnement suffisant du réseau et l'équilibre des flux d'électricité, ainsi que la non-discrimination entre utilisateurs ou catégories d'utilisateurs du réseau, et assurer l'équilibre du réseau de distribution).

La directive prévoit une séparation juridique entre (i) le gestionnaire de réseau de transport et les activités non liées au transport, et (ii) le gestionnaire de réseau de distribution et les

activités non liées à la distribution, afin que leur indépendance en matière d'organisation et de décision soit assurée.

Toutefois, une exemption à cette dernière obligation de séparation juridique pourra être demandée par les Etats membres, sous réserve de démontrer que les mesures mises en oeuvre sont d'effet équivalent. La Commission européenne s'est notamment prononcée sur ce point dans un rapport qu'elle a récemment transmis au Parlement Européen et au Conseil.

Dissociation comptable et transparence de la comptabilité

La directive du 26 juin 2003 prévoit que les entreprises d'électricité doivent faire contrôler et publier leurs comptes annuels selon les règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés de capitaux, et qu'en vertu du principe de dissociation comptable, elles doivent établir des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport et de distribution. Jusqu'au 1er juillet 2007, elles doivent également tenir des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. Les Etats membres ou toute autre autorité désignée ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

Lignes directes

Les Etats membres doivent prendre les mesures nécessaires pour permettre (i) à tous les producteurs d'électricité et à toutes les entreprises de fourniture d'électricité d'approvisionner par une ligne directe leurs propres établissements, filiales et clients éligibles, et (ii) à tout client éligible d'être approvisionné en électricité par une ligne directe par un producteur et des entreprises de fourniture.

Autorités de régulation

La directive du 26 juin 2003 prévoit la désignation d'une ou plusieurs autorités de régulation indépendantes chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. Elle prévoit également que les autorités de régulation sont compétentes pour régler les litiges mettant en cause les utilisateurs et les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution.

Règlement CE n° 1228/2003 du 26 juin 2003

Un règlement (CE) n° 1228/2003 du parlement Européen et du Conseil en date du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité a été adopté afin de compléter la directive du 26 juin 2003. Les dispositions de ce règlement sont entrées en vigueur le 1er juillet 2004.

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 de réseaux où ces flux aboutissent.

En outre, il édicte un principe de transparence des redevances d'accès aux réseaux, celles-ci tenant également compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflétant les coûts effectivement engagés.

Directive n° 2005/89/CE « sécurité d'approvisionnement » en date du 18 janvier 2006

La directive « sécurité d'approvisionnement » adoptée le 18 janvier 2006 (n° 2005/89/CE) 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. L'enjeu pour EDF est de conforter le dispositif légal en vigueur et de favoriser le développement des interconnexions.

6.5.2.2 Législation française

La directive 96/92/CE en date du 19 décembre 1996 a été transposée en droit français par la loi du 10 février 2000 et par la loi du 3 janvier 2003, et la directive du 26 juin 2003 par la Loi du 9 août 2004, qui a modifié la loi du 10 février 2000.

Missions de service public

En application des articles 1 et 2 de la loi du 10 février 2000, EDF est en charge de certaines missions relatives au service public de l'électricité.

Objectifs du service public de l'électricité

Le service public de l'électricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

Il concourt à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité a pour objet de réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie et de garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

La programmation pluriannuelle des investissements fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique, tout en veillant à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. A ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du ministre chargé de l'énergie en date du 7 mars 2003.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation des objectifs d'investissement définis dans cette programmation.

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 consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux

publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins et le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles (sur la notion de client éligible, voir infra), ainsi que la fourniture de secours et de dernier recours aux clients éligibles dont le responsable d'équilibre est défaillant. Dans le cadre de cette mission de fourniture d'électricité, EDF assure une mission d'aide à la fourniture d'électricité aux personnes en situation de précarité.

Cohésion sociale

La Loi du 9 août 2004 prévoit que dans le cadre de ses activités, en particulier de gestionnaire de réseaux, EDF contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs de vente de l'électricité aux consommateurs domestiques et de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

Contrats de service public

L'article 1er de la Loi du 9 août 2004 dispose que les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF font l'objet d'un contrat conclu avec l'Etat (pour une description du contrat de service public conclu entre l'Etat et EDF, voir section 6.4.3.3 (« Service public ») ci-dessus).

Installations de production

La loi du 10 février 2000 a ouvert le marché de la production d'électricité à la concurrence. Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article 7 de la loi et du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité.

Clients éligibles

Afin de permettre une ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, l'article 22-III de la loi du 10 février 2000 prévoit qu'un client éligible peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de son choix installé sur le territoire de la Communauté Européenne ou sur le territoire d'un Etat partie à un accord international avec la France.

La loi du 10 février 2000 distingue quatre catégories de clients éligibles :

- Les consommateurs finaux, autres que les ménages, dont la consommation annuelle d'électricité sur un site est supérieure à un seuil fixé par décret en Conseil d'Etat. Le décret n° 2000-456 du 29 mai 2000 tel que modifié par le décret n° 2004-597 du 23 juin 2004, prévoit que tout consommateur final d'électricité est reconnu éligible sur un site de consommation, dès lors que tout ou partie de l'électricité consommée sur ce site est destinée à un usage non résidentiel ;
- Les fournisseurs pour l'électricité qu'ils achètent pour la revendre à des clients éligibles, s'ils ont adressé une déclaration en ce sens au ministre de l'énergie ;
- Les distributeurs non nationalisés (c'est-à-dire les sociétés de distribution à économie mixte dans lesquelles l'Etat ou les collectivités publiques possèdent la majorité du capital et les régies ou services analogues constitués par les collectivités locales et maintenus par la loi du 8 avril 1946) en vue de l'approvisionnement effectif des clients éligibles et non éligibles situés dans leur zone de desserte lorsque la consommation totale de ces clients est supérieure au seuil prévu pour le consommateur final, ainsi que pour les pertes d'électricité des réseaux qu'ils exploitent ; et
- Les propriétaires ou les gestionnaires de réseaux ferroviaires ou de réseaux de transports collectifs urbains électriquement interconnectés en aval des points de livraison par EDF ou par un distributeur non nationalisé.

L'article 66 de la LPOPE est venu préciser qu'un client éligible peut prétendre au bénéfice des tarifs réglementés sur un site, à condition que les droits attachés à l'éligibilité n'aient pas déjà été exercés par lui-même ou une autre personne.

Accès des tiers aux réseaux

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 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 ;
- assurer l'exécution des contrats de fourniture conclus avec les clients éligibles ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ; et
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur exerçant l'activité d'achat pour revente d'électricité installés sur le territoire national.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution visés à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et actuellement en vigueur, ont été fixés par la décision ministérielle du 23 septembre 2005.

Pour plus de détails sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et distribution, se reporter à la section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») ci-dessus.

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit que l'accès aux réseaux est assuré par la conclusion de contrats entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. En outre, toute entreprise vendant de l'électricité à des clients éligibles peut conclure, si elle le souhaite, avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution un contrat relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals éligibles.

Le même article prévoit enfin que tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la CRE. Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service

public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement.

Les gestionnaires des réseaux

La Loi du 9 août 2004 prévoit que (i) la gestion d'un réseau de transport d'électricité doit être assurée par des personnes distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité ; et (ii) lorsqu'une entreprise d'électricité exploite, sur le territoire métropolitain, un réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients et exerce une ou plusieurs autres activités dans le même secteur, elle constitue en son sein un service chargé de la gestion du réseau de distribution, indépendant, sur le plan de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités.

Le gestionnaire du réseau de transport

La Loi du 9 août 2004 prévoyait que le gestionnaire du réseau public de transport devait être juridiquement indépendant des personnes exerçant des activités de production ou de fourniture d'électricité. En conséquence, EDF a transféré à RTE, devenue RTE-EDF Transport, par apport partiel d'actifs approuvé par l'Assemblée générale extraordinaire des actionnaires d'EDF en date du 31 août 2005, les ouvrages du réseau public de transport d'électricité et les biens de toute nature dont elle était propriétaire liés à l'activité de transport d'électricité.

Conformément aux dispositions de la loi du 10 février 2000, le gestionnaire du réseau public de transport exploite et entretient le réseau public. Il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux. Il élabore chaque année à cet effet un programme d'investissements qui est soumis à l'approbation de la CRE.

Pour plus de détail sur le gestionnaire du réseau public de transport, voir section 6.2.2.1 (« Transport — RTE-EDF Transport ») ci-dessus.

Les gestionnaires des réseaux de distribution

L'article 18 de la loi du 10 février 2000 prévoit qu'EDF et les distributeurs non nationalisés (les « DNN ») sont les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité. La Loi du 9 août 2004 prévoit que le service chargé de la gestion du réseau de distribution doit être indépendant sur le plan de l'organisation et de la prise de décision des autres activités d'EDF ou des DNN.

Les missions des gestionnaires des réseaux de distribution (« GRD ») sont les suivantes :

- dans leur zone de desserte exclusive, ils sont responsables de l'exploitation et de l'entretien du réseau public de distribution d'électricité, ainsi que de son développement afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- ils veillent, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'ils exploitent, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier ;
- ils assurent, de manière non discriminatoire, l'appel des installations de production reliées au réseau public de distribution en liaison avec le gestionnaire du réseau public de transport ;
- ils procèdent aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions ; et
- ils préservent la confidentialité des informations de nature à porter atteinte à une concurrence libre et loyale et au principe de non discrimination.

Pour plus de détails sur le gestionnaire du réseau de distribution voir section 6.2.2.2.3 (« Organisation ») ci-dessus.

Obligations d'achat d'électricité

EDF est soumise à des obligations d'achat d'électricité en application de la loi du 10 février 2000.

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit qu'EDF est tenue de conclure à la demande des producteurs des contrats pour l'achat d'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers, qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur, et par des installations dont la puissance installée n'excède pas 12 mégawatts, qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en terme d'efficacité énergétique, telles que la cogénération. Toutefois, les installations bénéficiant de l'obligation d'achat ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

Le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 a prévu que le producteur bénéficiant d'une obligation d'achat devait céder la totalité de sa production à EDF et que les modèles de contrats d'achat liant EDF et les producteurs devaient être approuvés par le ministre chargé de l'énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminés par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis du Conseil supérieur de l'électricité et du gaz et de la CRE.

L'article 8 de la loi du 10 février 2000 prévoit que le ministre chargé de l'énergie peut, dans certaines conditions, permettre l'implantation d'une installation de production d'électricité par une procédure d'appel d'offres. EDF « Producteur » peut être candidat. EDF « Acheteur » est tenu de conclure ensuite un contrat avec les candidats retenus et un protocole dans l'hypothèse où EDF « Producteur » est lui-même retenu.

Les surcoûts éventuels liés à ces obligations d'achat sont compensés selon le mécanisme prévu par l'article 5 de la loi du 10 février 2000 et décrit ci-dessous.

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La CSPE

La contribution aux charges de service public de l'électricité (la « CSPE ») a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux DNN.

Les charges de service public compensées dans le cadre de la CSPE sont les suivantes :

En ce qui concerne la production d'électricité :

- les surcoûts résultant des contrats d'achat d'électricité consécutifs à des appels d'offres et de ceux mettant en œuvre l'obligation d'achat, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou un DNN ;

- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées, qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les fournisseurs d'électricité sont compensés pour :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » instituée à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 ;
- les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

La CSPE est perçue en totalité directement auprès du consommateur final :

- soit sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs de vente d'électricité (pour les clients non-éligibles et les clients éligibles n'ayant pas exercé leur droit à éligibilité) ou aux tarifs d'utilisation des réseaux (pour les clients éligibles ayant exercé leur droit à l'éligibilité) ;
- soit directement auprès des producteurs d'électricité qui produisent pour leur propre usage, ou des autres consommateurs finals n'utilisant pas les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

Le montant de la contribution due par site de consommation par les clients éligibles ne peut excéder 500 000 euros. En outre, la LPOPE prévoit qu'à compter du 1er janvier 2006, le montant total dû au titre de la CSPE par toute société industrielle consommant plus de 7 gigawattheures d'électricité par an est plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée.

Compensation des surcoûts de distribution

Le fonds de péréquation de l'électricité 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 (EDF et DNN).

La régulation du secteur électrique

La Commission de régulation de l'énergie

La Commission de régulation de l'énergie (la « CRE ») est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000. Elle bénéficie d'un budget propre.

La CRE propose les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent, ainsi que le montant des charges définies à l'article 48 de la loi du 10 février 2000 et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent.

6.5.3 Législation relative au marché du gaz

6.5.3.1 Législation européenne

Le Parlement européen et le Conseil ont adopté le 22 juin 1998 la directive 98/30/CE avec pour objectif d'établir un marché intérieur du gaz au sein des Etats membres, en prévoyant notamment une libéralisation de l'ensemble du marché du gaz communautaire à hauteur de 33 % en 2007. Cette directive a été transposée en droit français par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, et a par la suite été abrogée par la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Directive n° 2003/55/CE du 26 juin 2003

Avec pour objectif (i) d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz par la prise de mesures concrètes, et (ii) d'accélérer l'ouverture des marchés nationaux du gaz, le Parlement européen et le Conseil ont adopté la directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. Elle constitue le fondement textuel de la création d'un marché intérieur du gaz naturel pleinement opérationnel et dans lequel une concurrence loyale existe.

Cette directive, comme la précédente, établit des règles communes concernant le transport, la distribution, la fourniture et le stockage du gaz naturel, y compris du GNL, du biogaz, du gaz issu de la biomasse ou encore d'autres types de gaz.

De manière générale, cette directive définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur du gaz naturel, d'accès non-discriminatoire au marché, ainsi que les critères et procédures applicables en ce qui concerne l'octroi d'autorisations de transport, de distribution, de fourniture et de stockage de gaz naturel et l'exploitation des réseaux.

La directive 2003/55/CE a procédé à une accélération de l'ouverture des marchés nationaux du gaz en étendant cette ouverture à l'ensemble des clients autres que les clients particuliers (ceux achetant du gaz non destiné à leur usage domestique) à compter du 1er juillet 2004, et en prévoyant que cette ouverture s'appliquera à l'ensemble des clients à compter du 1er juillet 2007.

La directive 2003/55/CE a été transposée en France pour l'essentiel par la Loi du 9 août 2004, certaines dispositions de la directive ayant été intégrées en droit français avant cette transposition.

6.5.3.2 Législation française

La directive n° 98/30/CE a été transposée en droit français par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, modifiée et complétée par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et par la LPOPE.

La loi du 3 janvier 2003 prévoit et organise l'ouverture à la concurrence du marché français du gaz naturel et s'applique à tous les types de gaz qui peuvent être injectés et transportés de manière sûre dans les réseaux de gaz naturel. La LPOPE contient de nombreuses dispositions concernant l'activité d'EDF.

Loi du 3 janvier 2003

Accès aux réseaux de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que les clients éligibles, 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 éligibles

La loi du 3 janvier 2003 prévoit en particulier que les clients éligibles ont la possibilité de se fournir en gaz naturel auprès du fournisseur de leur choix.

La loi n° 2003-8 du 3 janvier et le décret n° 2003-302 du 1er avril 2003 modifié par le décret n° 2004-420 du 18 mai 2004 définissent comme éligibles tous les clients non particuliers, c'est-à-dire tous les clients achetant du gaz naturel non destiné à leur usage domestique, quel que soit leur seuil de consommation de gaz.

Un consommateur éligible dont la consommation annuelle est inférieure à 100 000 kilowattheures doit, pour exercer son droit à l'éligibilité, adresser à son fournisseur une déclaration écrite attestant qu'il satisfait aux conditions d'éligibilité définies par décret.

Fournisseurs

Les fournisseurs alimentent les clients éligibles comme les clients non éligibles. La loi qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un Etat membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre Etat en vertu d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

EDF est autorisée à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non domestiques n'assurant pas de mission d'intérêt général au titre d'un arrêté du ministre délégué à l'industrie du 14 septembre 2004, publié au Journal Officiel le 24 novembre 2004, ainsi que depuis un arrêté en date du 9 août 2005, publié au Journal Officiel le 30 août 2005, les clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel.

Transport et distribution de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 prévoit notamment que le transporteur et le distributeur doivent assurer la sécurité et l'efficacité de leur réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel compte tenu des contraintes techniques.

Détermination des tarifs

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, des installations de GNL et les tarifs de vente du gaz naturel aux clients non éligibles sont établis conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition ou avis de la CRE, en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service.

La loi prévoit que les tarifs et conditions commerciales d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de GNL doivent être établis en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1er novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients domestiques et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Contrôle et sanctions

La loi du 3 janvier 2003 confère au ministre chargé de l'énergie et au ministre chargé de l'économie un pouvoir d'enquête en matière de régulation du marché du gaz. Le ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension pour une durée inférieure à un an de l'autorisation de fourniture du gaz naturel.

En outre, cette loi a étendu les compétences de la CRE au secteur du gaz.

La LPOPE a étendu les compétences de la CRE aux transactions effectuées sur les marchés organisés du gaz et aux échanges aux frontières.

6.5.4 Les concessions de distribution publique d'électricité

Le régime de la concession

Conformément à l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 la concession d'une distribution publique d'énergie est donnée soit par la commune ou par le syndicat formé entre plusieurs communes, si la demande de concession ne vise que le territoire de la commune ou du syndicat, ou par le département dans l'étendue de celui-ci, soit par l'Etat.

Le système des concessions a été maintenu par la loi du 8 avril 1946, qui a transféré à EDF les concessions existantes et maintenu dans leurs droits les DNN, puis confirmé par la loi du 10 février 2000. 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 constituées par des syndicats intercommunaux, voire départementaux, dont le régime est défini par les articles L. 5212-1 à L. 5212-34 du Code général des collectivités

territoriales (« CGCT »). Les concessions ne peuvent être accordées par une commune ou par un syndicat intercommunal qu'à EDF ou aux distributeurs non nationalisés.

Les droits des autorités concédantes

Les autorités concédantes détiennent les droits suivants :

- La faculté d'exercer elles-mêmes la maîtrise d'ouvrages des travaux de développement des réseaux de distribution ;
- La propriété des installations objet de la concession (biens de retour) ;
- Le droit de percevoir des redevances (voir section 6.2.2.2.2 (« Concessions ») ci-dessus).
- La production d'électricité, limitée à des installations de proximité permettant de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau et dont la puissance ne peut dépasser 1 mégawatt conformément au décret n° 2004-46 du 6 janvier 2004 ;
- Les actions de maîtrise de l'énergie des consommateurs desservis en basse tension en vue de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau public de distribution ;
- Le contrôle de l'activité du concessionnaire, exercé par un agent de contrôle désigné par les autorités concédantes et distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Pour plus de détails sur le contenu du contrat de concession et du cahier des charges, voir section 6.2.2.2.2 (« Concessions ») ci-dessus.

6.5.5. Réglementations relatives aux marchés

EDF est soumise, pour la conclusion de certains contrats, à des procédures de passation des marchés issues de la réglementation européenne, française et des règles établies par la commission des marchés propre à EDF.

La directive 93/38 du 14 juin 1993 relative à la coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des télécommunications, transposée en droit français par la loi n° 92-1282 du 11 décembre 1992 impose des procédures de passation de marchés avec mise en concurrence lors de dépassement de certains seuils.

Ces seuils, fixées par l'arrêté du 22 avril 1998, sont de 400 000 euros pour les marchés publics de fourniture et des services, et de 5 millions d'euros pour les marchés publics de travaux (valeurs hors TVA).

Cette procédure communautaire de passation de marchés publics impose notamment la publication d'un avis de marché, une mise en concurrence entre les candidats et l'attribution du marché en fonction de critères objectifs et non discriminatoires préalablement définis.

La directive 2004/17 du 31 mars 2004 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux, devant être transposée au plus tard le 31 janvier 2006, viendra modifier ce régime. Ainsi, les seuils au-dessus desquels les procédures prévues par la directive s'appliqueront seront de 473 000 euros pour les marchés de fourniture et de services et de 5 923 000 euros pour les marchés de travaux (valeurs hors TVA, prévues par le règlement n° 1874/2004 modifiant la directive 2004/17). EDF appliquera les seuils tels que transposés en droit national (qui pourraient être éventuellement plus bas que les seuils communautaires).

La loi du 11 décembre 1992 écarte certains marchés de son champ d'application et notamment les marchés pour l'acquisition d'énergie ou de combustibles destinés à la production d'énergie.

Réglementation française

Le décret n° 93-990 du 3 août 1993 pris en application de la loi du 11 décembre 1992 définit trois procédures applicables dans le cadre de la passation de marchés publics :

- la procédure dite « ouverte », lorsque tout fournisseur, entrepreneur ou prestataire de services intéressé peut présenter une offre ;
- la procédure dite « restreinte », lorsque seuls peuvent remettre des offres les fournisseurs, les entrepreneurs ou les prestataires de services invités à le faire par la personne qui se propose de conclure le contrat ;
- la procédure dite « négociée », lorsque cette personne consulte les fournisseurs, les entrepreneurs ou les prestataires de services de son choix et négocie les conditions du contrat avec l'un ou plusieurs d'entre eux.

La grande majorité des marchés passés par EDF utilise la procédure dite « négociée ».

Commission des marchés propre à EDF

La passation des marchés d'EDF est soumise à des règles spécifiques avec notamment l'institution par un décret n° 48-1442 du 18 septembre 1948 d'une Commission des marchés dont un arrêté du 14 août 1996 fixe les règles de compétence. La Commission des marchés est placée sous le contrôle du ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.

La Commission des marchés a pour mission d'émettre des avis sur les conditions générales dans lesquelles les marchés de travaux, de fournitures et de services d'EDF sont passés et de veiller, en particulier, au respect des principes de liberté d'accès aux marchés concernés et d'égalité de traitement des candidats, de régularité et de transparence des procédures, ainsi qu'à la recherche de l'optimum entre la qualité et le prix des prestations et à la sécurité des approvisionnements.

6.5.6 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le Groupe EDF exerce ses activités, à des réglementations 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 et éviter la mise en cause de sa responsabilité.

6.5.6.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement

Autorisations et permis

Les activités du Groupe EDF sont soumises, dans la plupart des pays où il exerce ses activités, à l'obtention de permis, d'autorisations ou à la réalisation préalable de formalités. Ces obligations proviennent notamment des réglementations en matière d'environnement, d'urbanisme, de santé, d'hygiène et de sécurité.

Certaines installations exploitées en France par EDF, notamment les centrales thermiques classiques, sont soumises à la législation relative aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (« ICPE »). Aux termes du Code de l'environnement, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients notamment pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients présentés par leur exploitation, soit à un régime de déclaration préalable, soit à un régime d'autorisation. Dans ce dernier cas, l'autorisation d'exploiter prend la forme d'un arrêté préfectoral délivré après consultation de divers organismes et enquête publique, contenant des prescriptions de fonctionnement spécifiques.

La réglementation relative aux ICPE impose également, 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.

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (« DRIRE »), lesquelles sont chargées d'organiser l'inspection des installations classées. En cas d'inobservation des conditions imposées à l'exploitant d'une ICPE, et indépendamment d'éventuelles poursuites pénales, le préfet peut prononcer des sanctions administratives telles que la consignation d'une somme égale au montant des travaux de mise en conformité à réaliser, l'exécution forcée des mesures prescrites par arrêté, la suspension du fonctionnement, ou encore proposer la fermeture ou la suppression de l'installation par décret en Conseil d'Etat.

Dispositions en matière d'hygiène et de sécurité

Les dispositions relatives à la sécurité de la réglementation sur les ICPE imposent, préalablement à l'autorisation d'une telle installation, la réalisation d'une étude de dangers comprenant une analyse des risques d'accidents et définissant les mesures propres à réduire la probabilité et les effets de ces accidents. Le projet de création d'une ICPE soumise à autorisation doit également faire l'objet d'une enquête publique relative aux incidences éventuelles du projet sur la santé, la sécurité, la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement. Outre les prescriptions techniques relatives à la protection de la santé et à la sécurité, l'arrêté d'autorisation peut également imposer à l'exploitant d'une installation classée l'établissement d'un Plan d'Opération Interne (« POI ») définissant les mesures d'organisation, les mesures d'intervention et les moyens nécessaires pour protéger le personnel, les populations et l'environnement en cas de sinistre.

6.5.6.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires

EDF est soumise en France à la réglementation sur les Installations Nucléaires de Base (« INB »), notamment au décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 modifié. Celui-ci prévoit en particulier que la création d'une INB est autorisée, après enquête publique, par un décret pris sur rapport conjoint des ministres chargés de l'environnement et de l'industrie et sur avis conforme du ministre chargé de la santé. Le décret d'autorisation fixe le périmètre et les caractéristiques de l'installation ainsi que les prescriptions auxquelles doit se conformer l'exploitant. Par ailleurs, la mise en service d'une centrale nucléaire est soumise à autorisation délivrée par les ministres chargés de l'environnement et de l'industrie. Cette autorisation de mise en service définitive est précédée de différentes autorisations successives relatives aux différentes phases de démarrage (chargement en combustible, essais, montée en puissance à 90 % et montée en puissance à 100 %). La durée de vie d'une INB n'est pas fixée par voie réglementaire et fait l'objet d'un réexamen de sûreté tous les dix ans.

Le Groupe EDF est en outre soumis au décret n° 95-540 du 4 mai 1995 fixant la réglementation spécifique relative aux rejets d'effluents liquides et gazeux et aux prélèvements d'eau induits par le fonctionnement normal des INB et à l'arrêté « technique » du 26 novembre 1999 pris en application de ce décret. Les prélèvements d'eau, les rejets d'effluents radioactifs liquides, et les rejets dans l'atmosphère d'effluents gazeux, radioactifs ou non, susceptibles de provoquer des pollutions atmosphériques ou des odeurs spécifiques, doivent faire l'objet d'une autorisation par arrêté conjoint des ministres chargés de la santé, de l'industrie et de l'environnement pour chaque INB, après enquête publique. Cet arrêté fixe notamment les limites des prélèvements et des rejets autorisés ainsi que les prescriptions en matière d'analyse, de mesure et de contrôle de ces derniers.

Les règles de sûreté et le contrôle des installations nucléaires

Les INB sont contrôlées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »), qui est placée sous l'autorité conjointe des ministères chargés de l'industrie, de l'environnement et de la santé.

Les installations nucléaires du Groupe EDF sont soumises dès leur création à la réglementation en matière de sécurité nucléaire. Ainsi, la demande d'autorisation de création d'une INB comprend un rapport préliminaire de sûreté, une étude d'impact sur l'environnement, ainsi qu'une étude de dangers exposant les mesures prises pour faire face aux risques inhérents à l'INB et limiter les conséquences d'un accident éventuel. Les prescriptions techniques contenues dans le décret d'autorisation de création d'une INB comprennent des mesures relatives à la protection de la santé et à la sécurité prises notamment en fonction des conclusions de ces études.

Les INB doivent également respecter les prescriptions du décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 et de l'arrêté du 31 décembre 1999 fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des INB. Le décret d'autorisation de création d'une INB impose à l'exploitant de soumettre à l'ASN un Plan d'Urgence Interne (« PUI ») précisant l'organisation et les moyens mis en oeuvre en cas d'accident. Par ailleurs, tout accident ou incident, nucléaire ou non, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables pour la sûreté d'une INB doit être déclaré sans délai

notamment à l'ASN qui veille à l'adoption de mesures appropriées pour y remédier et pour éviter le renouvellement d'un tel accident ou incident.

L'ASN émet des Règles Fondamentales de Sûreté (« RFS »), sans valeur réglementaire, définissant des objectifs de sûreté et décrivant les pratiques que l'ASN juge satisfaisantes. Un exploitant d'INB peut ne pas suivre une RFS, s'il prouve que les objectifs de sûreté visés par celle-ci sont atteints par d'autres moyens. Les RFS fournissent des éléments d'évaluation de la probabilité d'occurrence de risques pour une INB ou précisent des solutions techniques pour le respect des prescriptions imposées aux exploitants d'INB. L'ASN définit en particulier les règles relatives à la protection des INB contre les agressions externes, par exemple celles liées aux chutes d'avions, ou contre les risques liés à l'environnement industriel. La réglementation relative à la sécurité nucléaire devrait être renforcée avec l'adoption du projet de loi relatif à la transparence et à la sécurité (voir section 6.5.6.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF ») ci-dessous).

La déconstruction des installations nucléaires

Le décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 prévoit également une procédure spécifique pour les opérations de déconstruction d'une INB qui a été précisée par une note de doctrine de l'ASN du 3 février 2003. L'exploitant doit préalablement déposer un dossier de demande de mise à l'arrêt définitif de l'INB concernée auprès de l'ASN, comprenant notamment un rapport de sûreté et une étude d'impact. La mise à l'arrêt définitif est autorisée par décret et ses différentes étapes sont effectuées sous le contrôle de l'ASN.

Les déchets radioactifs

Les activités du Groupe EDF sont soumises à la réglementation française relative à la manipulation, au stockage et à l'élimination des déchets nucléaires. EDF assume la responsabilité des déchets nucléaires résultant de ses activités. 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 du 30 décembre 1991. Le mode de stockage des déchets nucléaires en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité nucléaire. Outre certains stockages temporaires sur les sites EDF, les déchets à très faible activité (« TFA ») produits par EDF (par exemple les déchets de béton ou de métaux issus de la déconstruction d'une centrale nucléaire) sont stockés sur un site de l'ANDRA, dit « TFA » ouvert en 2003. Les déchets à faible et moyenne activité et à courte vie issus des activités d'EDF sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets nucléaires à haute activité et à vie longue, dit « HAVL», issus du traitement des combustibles usés sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement au centre de Areva NC (ex Cogema) à La Hague dans l'attente de l'adoption d'une solution de gestion à long terme (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus). La loi « Bataille » n° 91-1381 du 30 décembre 1991 prescrit l'étude de trois types de solutions de gestion à long terme des déchets à forte activité et à vie longue : séparation et transmutation des éléments radioactifs à vie longue présents dans les déchets, stockage réversible ou irréversible profond, ou entreposage en surface. Dans l'attente en 2006 d'une loi définissant la solution de stockage (voir section 6.5.6.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF ») ci-après, la Commission nationale d'évaluation des recherches sur la gestion des déchets radioactifs a rendu un rapport global d'évaluation le 18 janvier 2006. Celui-ci retient le « stockage réversible en situation géologique profonde » comme la voie de référence pour une gestion définitive des déchets ultimes, même si les conditions d'une éventuelle décision finale de réalisation d'un stockage ne sont pas encore réunies. La question de l'option devant être retenue par la France concernant la gestion des déchets de haute activité à vie longue a fait l'objet d'un débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (« CNDP »). Le compte-rendu de ce débat ainsi que le bilan dressé par son président ont été rendus publics le 27 janvier 2006. L'apport le plus notable de la CNDP est l'apparition d'une nouvelle stratégie possible consistant à prévoir à la fois la poursuite des expérimentations sur le stockage géologique et la réalisation d'un prototype d'entreposage pérennisé.

Les déchets à moyenne activité et vie longue, dit « MAVL » (par exemple les coques et les embouts, les morceaux de gaine...) sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive à intervenir dans le cadre de la loi « Bataille » (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus).

Le transport des déchets radioactifs est soumis en France aux articles L. 1333-1 et suivants du Code de la défense régissant la protection et le contrôle des matières nucléaires ainsi qu'à la réglementation relative au transport national et international de marchandises dangereuses, sous le contrôle de l'ASN. Cette dernière effectue une analyse critique des dossiers de sûreté proposés par les requérants pour obtenir l'agrément de leur modèle de colis. Ces textes ont pour objectif d'empêcher la perte ou la disparition de colis de matières nucléaires notamment durant leur transport et d'assurer la sûreté humaine et environnementale en maîtrisant les risques de contamination par les colis de matières nucléaires.

La réglementation de la radioprotection

En France, le Code de la santé publique précise que la totalité des activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants est contrôlée par l'ASN. La protection générale de la population contre ces rayonnements réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation à ce titre. Le décret n° 2002-460 du 4 avril 2002 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants, qui transpose les dispositions de la directive 92/29/EURATOM du 13 mai 1996 et de la directive 97/43/EURATOM du 30 juin 1997, fixe la dose-limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation française sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, issue de la directive 96/29/EURATOM et du décret n° 2003-296 du 31 mars 2003, impose en particulier une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

La responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires : la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963 complémentaire à la Convention de Paris et la Convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires. Ces différentes conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et l'Allemagne, pays dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (en France, au travers d'EDF, et en Allemagne, au travers d'EnBW). En France, en application de ces conventions, la responsabilité civile nucléaire est régie par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968, telle que modifiée.

La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité, qui présente les caractéristiques suivantes :

- *Dommages couverts* : Réparation de tous les dommages aux personnes et aux biens ;
- *Nature de la responsabilité* : Responsabilité objective, c'est à dire même en l'absence de faute de l'exploitant ;
- *Exonérations* : L'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des actes de conflit armé, d'hostilités, de guerre civile, d'insurrection ou à un cataclysme naturel de caractère exceptionnel. Les actes de terrorisme ne constituent pas une exonération ;
- *Personne responsable* : Principe de canalisation de la responsabilité sur un intervenant unique : l'exploitant de l'installation nucléaire où sont détenues ou dont provenaient les substances nucléaires qui ont causé les dommages ;
- *Limitations de la responsabilité* : La responsabilité de l'exploitant peut être limitée à la fois dans son montant et sa durée par les législations nationales, sous réserve de respecter le montant minimal commun de responsabilité fixé par les Conventions :
  - Si l'installation se situe en France, le montant de responsabilité de l'exploitant est limité à environ 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à environ 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Le délai imparti pour introduire des actions en réparation est de dix ans à compter de la date de l'accident.
  - Au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'Etat dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 228,6 millions d'euros.
  - Au-delà de ce montant, les Etats-membres adhérents aux Conventions de Paris et Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 381,1 millions d'euros.
- *Garantie financière* : 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. Cette assurance ou garantie financière doit être approuvée par l'Etat dans lequel l'installation assurée ou garantie se trouve. EDF a opté pour l'assurance et est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 4.1.3 (« Assurances ») ci-dessus sur les assurances) ;
- *Unicité de juridiction* : les seuls tribunaux compétents sont ceux situés sur le territoire où s'est produit l'accident.

Des protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation sensiblement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages collatéraux. La responsabilité de l'exploitant est ainsi au moins égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'Etat où se trouve l'installation nucléaire responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et à concurrence de 1 200 millions d'euros. Au-delà de ce montant, les Etats parties 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.

Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certaines autres pertes résultant de la dégradation de l'environnement.

Enfin, les protocoles modificateurs prévoient que les cas d'exonération de responsabilité de l'exploitant sont désormais limités aux cas de conflits armés, d'hostilités, de guerre civile ou d'insurrection (les catastrophes naturelles ne sont plus un cas d'exonération).

Ces nouvelles dispositions devraient être transposées en droit français par la future loi sur la transparence et la sécurité nucléaire, actuellement en discussion devant le Parlement ; elles ne seront toutefois applicables qu'à la date d'entrée en vigueur des Protocoles modificatifs mentionnés ci-avant lorsqu'au moins deux tiers des Etats signataires auront ratifié ces Protocoles.

6.5.6.3 Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe EDF

Règles spécifiques en matière de production thermique à flamme

Les activités de production thermique à flamme (THF) du Groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE. Le 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 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80 du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive GIC) (voir section 6.5.6.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF ») ci-dessous pour une description de cette réglementation spécifique).

Règles spécifiques en matière d'installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France au régime instauré par la loi du 16 octobre 1919 modifiée. Elles font l'objet de concessions accordées par le ministre chargé de l'industrie (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par le préfet (pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW), ou d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique ») concernant les concessions hydrauliques).

Conditions d'instruction d'une demande de renouvellement des concessions hydrauliques

Le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994 modifié, pris en application de la loi du 16 octobre 1919, précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret intègre les modalités d'application de la loi n° 93/122 du 29 janvier 1993 (dite loi Sapin) qui impose, dans les délégations de service public, une procédure de mise en concurrence des différents candidats. La loi Sapin prévoit toutefois dans son article 41 une exception à l'obligation de mise en concurrence, qui ne s'impose pas lorsque le candidat est un EPIC dont le principe de spécialité contient l'objet de la délégation de service public, ce qui correspondait au cas d'EDF avant sa transformation en société anonyme en 2004. Ce décret intègre également, dans son article 29, la prise en compte d'un droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant. Ainsi, à la suite de la phase de négociation des offres, l'administration établit le cahier des charges de la concession et, si le concessionnaire sortant accepte ce nouveau cahier des charges, il bénéficie d'un droit de préférence par rapport aux autres candidats. Il s'agit donc d'un droit de préférence, à dossier égal, au bénéfice du concessionnaire sortant. La Commission européenne a indiqué le 13 juillet 2005 avoir saisi la Cour de Justice des Communautés Européennes pour non-respect par la France du principe communautaire de liberté d'établissement. Selon elle, ce mécanisme de préférence dénaturerait la procédure de mise en concurrence en conduisant à une rupture de l'égalité de traitement entre différents opérateurs économiques, privilégiant en cela les concessionnaires déjà établis. La Commission estime, en outre, que la préférence ne pourrait être justifiée par des raisons de sécurité des installations ou de l'approvisionnement énergétique. Ce recours pourrait entraîner la suppression du droit de préférence au concessionnaire sortant. Ce risque a été identifié par le Groupe EDF au titre des activités qu'il exerce dans le cadre de concessions de droit public (voir section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »).

De plus, les activités de production hydroélectrique du Groupe EDF sont soumises à la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau et à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques (voir la section 6.5.6.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF ») ci-dessous).

Règles spécifiques à la production d'énergie éolienne

En France, la construction d'installations éoliennes est soumise, en application des articles L. 553-1 et suivants du Code de l'environnement, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur de 12 mètres et plus, ainsi qu'à une enquête publique et à une étude d'impact pour un site de production excédant 2,5 MW.

6.5.6.4 Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementations en matière d'environnement

PCB

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe et en Amérique latine.

La directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT, et un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances, qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant doit être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. En France, EDF a négocié avec le ministère chargé de l'environnement un plan particulier d'élimination et de traitement des appareils au PCB (environ 9000), qui a été validé par arrêté le 26 février 2003.

Gaz à effet de serre

Certaines activités du Groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz a effet de serre (« GES ») dans l'Union européenne. La directive prévoit en particulier que des quotas d'émission de GES doivent être attribués aux entreprises concernées en application d'un « Plan National d'Allocation des Quotas » (« PNAQ ») pour la période 2005-2007. En France, cette directive a principalement été transposée par l'ordonnance n° 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de GES, et par le décret n° 2004-832 du 19 août 2004 relatif au système d'échange de quotas de GES. En application de cette réglementation, un PNAQ attribuant des quotas de GES aux entreprises concernées pour la période 2005-2007, a été approuvé en France par le décret n° 2005-190 du 25 février 2005. Ce plan a été validé définitivement par la Commission européenne le 18 mai 2005. En application du PNAQ français, EDF s'est vue affecter en France pour ses installations concernées, c'est à dire pour les installations de combustion de plus de 20 MW, environ 23,5 millions de tonnes de Co_2 par an pour la période 2005-2007. Des réglementations transposant la directive GES ont également été adoptées ou sont en cours d'élaboration dans les autre pays européens.

La directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004 (directive « crédits d'émission ») modifiant la directive 2003/87 établissant le marché d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto, a été transposée en droit français par la loi n° 2005-1319 du 26 octobre 2005. Sous réserve de l'adoption du décret d'application (actuellement examiné par le Conseil d'Etat), les crédits d'émission générés par les activités de 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) pourront être utilisés dans le cadre du

marché européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre et servir, sous certaines conditions, à respecter les obligations de restitution de quotas incombant aux exploitants.

Sites naturels et sites classés (enfouissement des lignes)

Le Groupe EDF est également soumis à la réglementation relative aux sites classés et protégés, en vertu de laquelle les lignes électriques sont soumises en France à une obligation d'enfouissement lorsqu'elles sont situées sur des sites classés et des parcs nationaux.

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante

Le Groupe EDF est en outre soumis aux législations relatives à l'amiante, notamment en matière de protection de la population, d'assainissement des bâtiments, de protection des salariés et d'indemnisation des travailleurs exposés à l'amiante. En France, la réglementation impose la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments, et le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumise à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles

EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéroréfrigérantes (« TAR ») désormais soumises à la réglementation sur les ICPE. EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles dans ses TAR et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF est par ailleurs obligée de procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée. En l'absence de réglementation en la matière pour les TAR des INB, l'ASN a demandé en 2004 à EDF de ne pas dépasser, à titre provisoire et dans l'attente de l'adoption d'un arrêté spécifique, certaines concentrations en légionelles dans les bassins d'aéroréfrigérants.

6.5.6.5 Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF

Plusieurs projets de réglementation aux niveaux communautaire et français, dont les principaux sont décrits ci-dessous, sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les activités du Groupe EDF.

Réglementations futures au niveau communautaire

Les seconds plans d'allocation des quotas (2008-2012), prévus par la directive GES devront en principe être remis à la Commission fin juin 2006. D'ici là, la Commission a annoncé ne pas souhaiter engager de révision de la directive GES, mais plutôt utiliser les possibilités d'adaptation que contient la directive pour introduire quelques évolutions dans son application à la période 2008-2012. Un groupe de travail rassemblant, représentants de l'administration et des fédérations industrielles se réunit depuis fin septembre 2005. Il a pour objectif de réaliser un pré-cadrage des travaux avant la préparation effective du projet de Plan qui sera soumis à consultation publique avant sa notification formelle à la Commission européenne. Au plan communautaire, la Commission européenne doit engager un retour d'expérience sur la mise en oeuvre de la directive 2003/87, pour préparer la future directive intéressant la période post 2012. En parallèle, la négociation internationale pour la période post 2012 (post « Kyoto ») se déroulera, sans qu'aucune échéance soit à ce stade formellement affichée. Les orientations qui seront prises appelleront très vraisemblablement des réductions d'émissions de gaz à effet de serre importantes, et le marché du carbone se généralisera de plus en plus.

L'application des dispositions de la directive 2003/105/CE du 16 décembre 2003, devant être transposée avant le 1er juillet 2005 et modifiant la directive 96/82/CE du Conseil concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses (dite directive « Seveso 2 ») devrait avoir un impact sur les activités du Groupe EDF. En effet, cette directive abaisse notamment les quantités autorisées de substances cancérigènes et/ou dangereuses pour l'environnement pour les installations produisant, utilisant, manipulant ou stockant ces substances. Ainsi, certaines centrales thermiques à flamme d'EDF pourraient être soumises au régime plus strict des installations Seveso et se voir imposer des obligations renforcées en matière de sécurité et de constitution de garanties financières.

La responsabilité d'EDF en matière de dommages causés à l'environnement par certaines de ses activités non nucléaires, devrait être renforcée par la directive 2004/35/CE du 21 avril 2004 dont la transposition doit intervenir avant le 30 avril 2007. Cette directive instaure un régime non rétroactif de responsabilité objective, limité à certains dommages environnementaux. Ainsi, l'exploitant d'une installation sera responsable dès lors qu'il sera possible d'établir un lien de causalité entre le dommage et son activité. Elle ouvre également la possibilité pour l'administration de constituer des garanties sur les actifs des exploitants, sans toutefois rendre obligatoire un système de garanties financières.

Le Groupe sera également soumis à la directive européenne n° 2004/40/CE du 29 avril 2004 concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé relatives à l'exposition des travailleurs aux risques dus aux agents physiques (champs électromagnétiques) et devant être transposée au plus tard le 30 avril 2008. Cette directive introduit des prescriptions minimales en matière d'évaluation et de réduction des risques ainsi qu'en matière d'information et de formation des travailleurs. Ces prescriptions pourraient notamment avoir un impact significatif sur la Direction Production-Ingénierie du Groupe qui emploie du personnel de maintenance électrique au voisinage des alternateurs situés en sortie de centrale de protection, et sur la Distribution, compte tenu des champs électromagnétiques générés par les postes-sources et les travaux sous tension.

Par ailleurs, les centrales nucléaires du Groupe EDF entrent dans le champ d'application des deux propositions de directives dites « Euratom » du 30 janvier 2003. Ces deux propositions concernent, d'une part, la définition des obligations de base et les principes généraux en matière de sûreté des installations nucléaire et, d'autre part, la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets radioactifs (paquet nucléaire). Ces propositions n'ayant pas abouti en 2004 en raison de l'opposition de plusieurs Etats-membres, le Conseil de l'Union européenne du 28 juin 2004 a demandé deux années de consultation complémentaires avant que soient proposés de nouveaux textes. Ce processus de consultation est engagé, et la Commission travaille en parallèle

sur un projet de Recommandation sur les ressources financières de démantèlement. Il pourrait en résulter, à terme, un renforcement des dispositions relatives à la sécurisation des ressources financières pour la déconstruction des centrales nucléaires, notamment des exigences pour que ces ressources présentent une liquidité suffisante, qu'elles soient exclusivement affectées aux opérations de déconstruction et qu'elles soient garanties en cas de faillite de l'exploitant.

La directive européenne relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, qui fixe un objectif indicatif de réduction des consommations à réaliser au niveau des Etats membres, a été définitivement adoptée par le Conseil le 14 mars 2006. Chaque Etat devra présenter un plan d'action pour l'efficacité énergétique à trois dates (30 juin 2007, 30 juin 2011 et 30 juin 2014) et le secteur public devra jouer un « rôle exemplaire ». Outre l'effort particulier d'information des clients qu'elle fait peser sur les fournisseurs d'énergie (exigences en matière de facturation et comptage), le rôle des fournisseurs d'énergie est laissé à l'appréciation des Etats membres. L'impact de cette directive sera par conséquent à apprécier au regard de ses futurs textes de transposition.

Le programme CAFE (Clean Air For Europe) lancé en 2001 par la Commission européenne pour améliorer la qualité de l'air en Europe a débouché le 21 septembre 2005 (communication de la Commission au Conseil et au Partenariat européen) sur l'adoption d'une stratégie thématique sur la pollution atmosphérique. Cette stratégie définit les objectifs en matière de pollution atmosphérique et propose des mesures pour les atteindre à l'horizon 2020. Cette stratégie devrait notamment se traduire par le durcissement de la directive 2001/81 (NEC) fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques et de la directive 2001/80 (GIC) relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion.

Réglementations futures en France

Le projet de loi sur la transparence et la sécurité en matière nucléaire, adopté en première lecture par le Parlement en mars 2006, concerne les activités de production d'électricité d'EDF utilisant l'énergie nucléaire. Outre un important volet concernant l'information du public et la transparence, ce texte prévoit la création d'une autorité administrative indépendante chargée de participer au contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection et à l'information du public dans ces domaines, des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'une INB de ses obligations légales et réglementaires, ainsi que les modifications de la législation française en matière de responsabilité civile nucléaire rendues nécessaires par la « transposition » des Protocoles internationaux de 2004, additionnels aux Conventions de Paris et de Bruxelles (voir section 6.5.6.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessus).

Un projet de loi sur l'aval du cycle des déchets nucléaires a été adopté par le Conseil des ministres le 22 mars 2006, en application de la loi « Bataille » du n° 91-1381 du 30 décembre 1991. Ce projet de loi sur l'aval du cycle est actuellement en cours de discussion devant le Parlement. Il propose des solutions techniques pour la gestion à long terme des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue, et précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs. Il prévoit notamment les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des passifs liés aux installations nucléaires de base. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne pourront être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et devront faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions devrait être contrôlée par l'autorité administrative, 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.

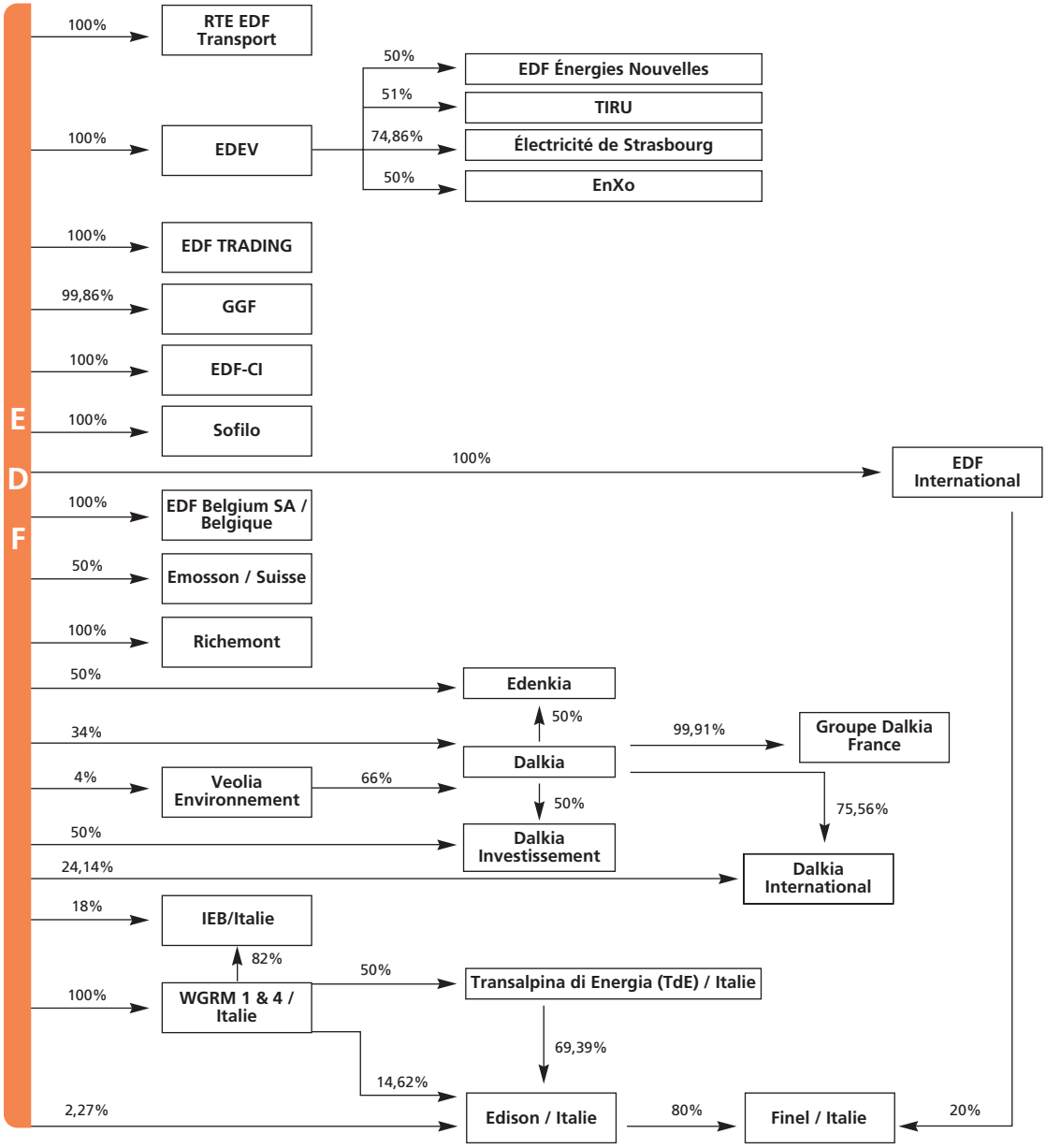
Certaines installations industrielles du Groupe EDF sont soumises à certaines dispositions de la loi n° 2003-699 du 30 juillet 2003 relative à la prévention des risques technologiques et naturels et à la réparation des dommages. Cette loi crée notamment des plans de prévention des risques technologiques (PPRT) autour de tous les sites classés à risque permettant d'interdire les constructions neuves dans les zones exposées. Elle renforce par ailleurs l'obligation de remise en état d'une installation classée et encadre la sous-traitance dans les usines à risques. L'un des principaux décrets d'application de cette loi, qui pourrait élargir l'obligation de garanties financières à un plus grand nombre d'installations n'a pas encore été pris. En revanche, le décret relatif aux conditions de remise en état des sites lors de la cessation d'activité d'une installation a été adopté le 13 septembre 2005.

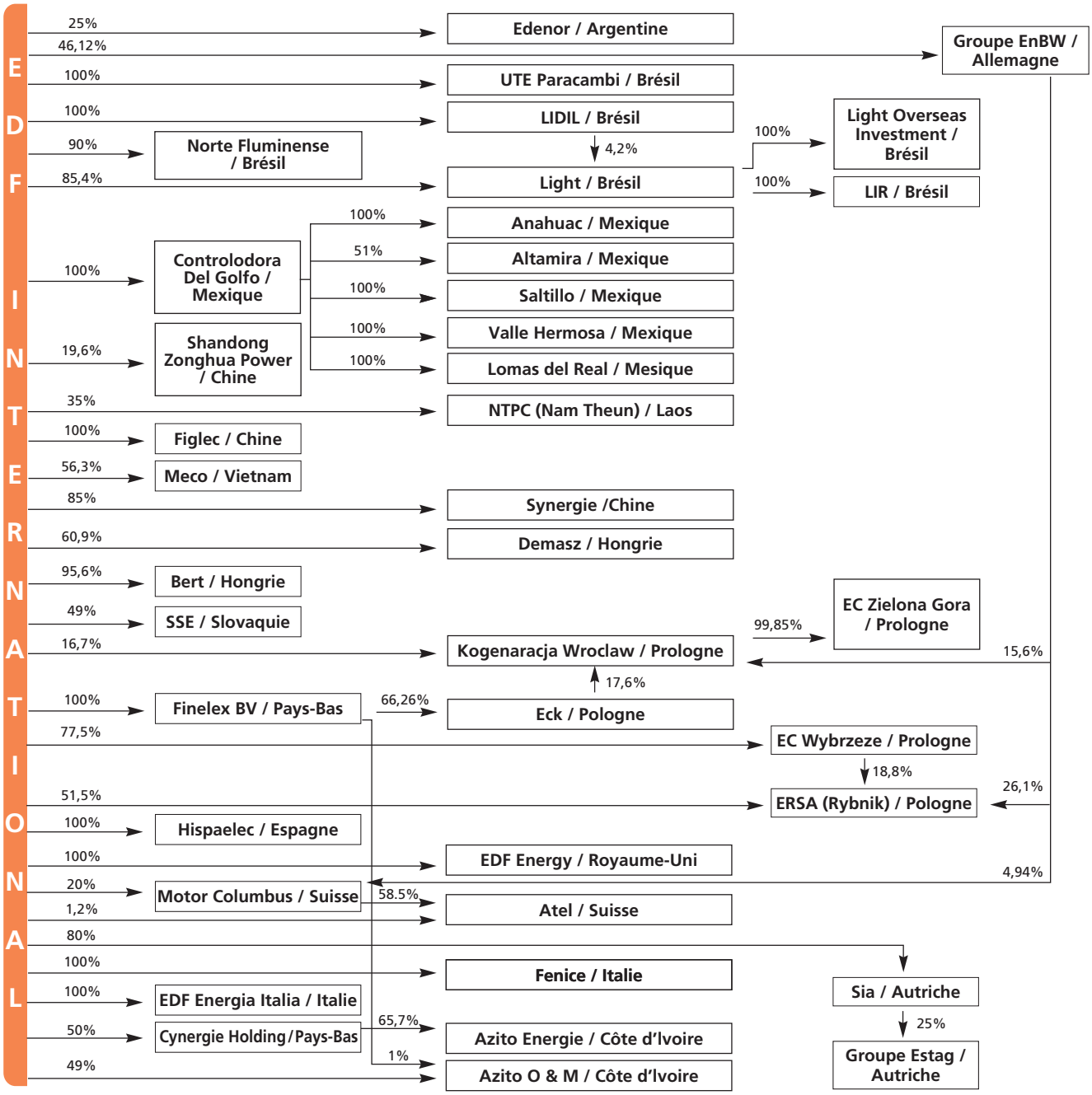
Par ailleurs, le projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques, qui a été adopté en première lecture par le Sénat le 14 avril 2005, pourrait avoir un impact sur les activités de production hydroélectrique du Groupe EDF. Les dispositions du projet de loi actuel soumettent EDF à une augmentation de la redevance pour les installations hydroélectriques et à des mesures plus strictes pour l'exploitation de ces installations. Il sera examiné par l'Assemblée Nationale en mai 2006.

En dernier lieu, le projet de loi « Borloo », portant engagement national pour le logement adopté en seconde lecture par le Sénat le 11 avril 2006, comporte une disposition visant à interdire les interruptions de fourniture d'électricité pendant la période hivernale.

7 Organigramme

Un organigramme juridique simplifié du Groupe au 31 décembre 2005 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité, correspondent à la quote part d'intérêt dans le capital (pourcentage retenu dans le cadre de la consolidation).





L'intégralité des sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe est mentionnée à la note 40 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

A l'issue de la réalisation des opérations de cession ou d'acquisition intervenues au premier trimestre de l'année 2006 (voir section 6.3 (« Présentation de l'activité du Groupe EDF à l'international »)), la quote part d'intérêt du Groupe EDF dans le capital des sociétés mentionnées ci-dessous a fait l'objet de modifications. Ainsi, au 31 mars 2006, la quote part d'intérêt du Groupe EDF était de 89,37 % dans le capital de Light, de 41,46 % dans le capital de Motor Columbus et de 25,81 % dans le capital d'Atel.

(a) Informations relatives aux filiales

La présentation des activités des principales filiales du Groupe, la description de leurs dernières acquisitions, leurs soldes intermédiaires de gestion et/ou leur poids économique dans le Groupe figurent à la section 6.3 (« Présentation de l'activité du Groupe EDF à l'international ») du présent Document de Référence. Par ailleurs, la note 9.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005 fournit des informations financières sur les sociétés du Groupe, par zone géographique.

(b) Mandats exercés par les dirigeants d'EDF

Les mandats exercés par les dirigeants d'EDF au sein des filiales du Groupe sont mentionnés en Annexe C au présent Document de Référence.

(c) Relations contractuelles intra-groupe

Conventions de centralisation de trésorerie conclues entre EDF et ses filiales

La centralisation de la trésorerie mise en place par EDF permet de mutualiser l'ensemble des positions de ses filiales et d'optimiser ainsi la liquidité du Groupe.

Ce *cash pooling* se traduit par une centralisation physique des soldes des filiales au niveau maison-mère.

Il concerne toutes les filiales, tant françaises qu'internationales, pour lesquelles EDF détient le pouvoir de contrôle effectif. Il ne concerne pas RTE-EDF Transport.

Le système de centralisation de trésorerie des sociétés du Groupe EDF est défini dans le cadre de conventions de trésorerie. Une convention bi-partite signée entre EDF et chaque filiale définit les conditions spécifiques de la relation : rémunération des soldes, etc.

Au niveau international, les filiales participantes adhèrent à une convention Cadre, ce qui confère à EDF le statut de Centrale de Trésorerie.

EDF centralise également l'ensemble des flux en devises de ses filiales françaises.

Flux financiers entre EDF et ses filiales

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-dessus, les flux financiers existant entre EDF S.A. et ses filiales sont également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe. Bien qu'une part substantielle des dividendes mis en paiement par certaines filiales du Groupe (dont EnBW et EDF Energy) soit exclusivement versée à EDF International (environ 353 millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005), EDF SA a reçu de ses autres filiales consolidées environ 217 millions d'euros de dividendes au titre de ce même exercice.

Les autres flux financiers existant entre EDF S.A. et ses filiales correspondent principalement aux prêts, apports et garanties consentis par la maison mère du Groupe au bénéfice de certaines de ses filiales.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, ceux-ci ne sont pas significatifs. En effet, les filiales du Groupe disposent généralement de leurs propres services centraux et opèrent sous leur propres marques.

Pour une description des flux financiers liés aux relations commerciales existant entre EDF S.A. et ses filiales, voir Chapitre 19 (« Opérations avec des apparentés ») ci-après.

8 Propriétés immobilières, usines et équipements

Au 31 décembre 2005, la valeur nette comptable des immobilisations corporelles du Groupe EDF est de 102 milliards d'euros environ. Le tableau ci-dessous présente les immobilisations corporelles nettes du Groupe EDF à cette même date.

	Au 31 décembre 2005
(en millions d'euros)	TOTAL MONTANTS NETS
ACTIF	
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE :	
Terrains	1 097
Constructions	7 255
Installations techniques, matériels et outillages industriels	47 951
Autres immobilisations corporelles	3 810
Sous-total	60 113
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE :	
Terrains	100
Constructions	958
Installations techniques, matériels et outillages industriels	36 501
Autres immobilisations corporelles	551
Sous-total	38 110
IMMOBILISATIONS CORPORELLES EN COURS :	
Travaux en cours	3 629
Location — financement	363
Sous-total	3 992
TOTAL	**102 215**

La Direction de l'Immobilier (« DIRIM ») gère en France (depuis la reprise de la partie tertiaire des sites industriels de la Branche Production et de la R&D) près de 4,6 millions de m^2 de locaux tertiaires, dont environ 51 % sont en pleine propriété, 25 % en propriété EDF sur sites industriels et 24 % sont loués à des tiers (prises à bail et concession).

Les effectifs de la DIRIM sont de 1 353 agents statutaires au 31 décembre 2005. EDF a décidé de procéder au transfert d'une grande partie de son patrimoine immobilier tertiaire à SOFILO, filiale qu'elle détient à 100 %. En 2005, EDF a transféré 130 000 m^2 de ses surfaces tertiaires à sa filiale et a l'intention de poursuivre cette démarche jusqu'en 2008. Au 31 décembre 2005, les engagements hors bilan pris par la DIRIM concernant les loyers futurs tertiaires à des tiers couvrant la période 2006 à 2014 s'élèvent à 936 millions d'euros.

L'immobilier constitue un vecteur de la politique de Ressources humaines du Groupe. En effet, la DIRIM intervient dans les domaines attachés au logement des agents, notamment par le biais de la société GGF, filiale à 99,86 % d'EDF. Au 31 décembre 2005, suite au transfert d'environ 400 logements qui étaient occupés par ses agents à Gaz de France, la DIRIM gère 2 919 logements répartis sur toute la France. Ce parc est constitué de 1 882 logements en propriété et de 1 037 logements loués auprès de tiers propriétaires. Ces logements sont occupés par des salariés de l'entreprise et la DIRIM assure la gestion des baux. Un programme de cession du patrimoine de logements excédentaire est actuellement en cours. Pour l'année 2006, le Groupe prévoit de céder 500 logements.

Participation des Employeurs à l'Effort de Construction (« PEEC »)

EDF est assujettie à l'obligation de participer chaque année à l'« effort de construction » à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente pour l'année 2005 environ 18,5 millions d'euros. En contrepartie du versement de ces fonds, les salariés d'EDF bénéficient de services et de prestations destinés à faciliter leur mobilité résidentielle : aide à la location, aide à l'accession à la propriété, aide à la mobilité, conseil en financement.

Prêts bonifiés d'accession à la propriété

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF aide ses salariés à acquérir leur résidence principale. Jusqu'au 31 octobre 2005, EDF accordait directement des prêts aux salariés en complément de prêts bancaires externes. La Direction de l'Immobilier mettait en œuvre ce dispositif tant pour EDF que pour Gaz de France. Par une décision du 16 août 2005, la direction d'EDF et de Gaz de France, a décidé d'externaliser les prêts octroyés à leurs agents. Le nouveau dispositif, mis en place le 2 novembre 2005, a eu pour conséquence la conclusion d'un partenariat avec le Crédit Immmobilier de France (« CIF ») qui désormais assure la production, le financement et la gestion des prêts aux salariés de l'entreprise. EDF assure auprès du CIF la compensation de l'écart entre le taux bonifié (auquel le CIF prête aux agents d'EDF) et le taux résultant de la consultation bancaire réalisée en 2005 ayant permis de retenir le CIF comme organisme bancaire.

Au 31 décembre 2005, l'encours « résiduel » non titrisé des créances accession à la propriété s'élevait à 14 millions d'euros au bilan d'EDF.

9 Examen de la situation financière et du résultat

En application de l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 en date du 29 avril 2004, les informations ci-après, figurant au Chapitre V du Document de Base, sont incluses par référence dans le présent Document de Référence :

- Analyse comparative des comptes consolidés établis par le Groupe en conformité avec la réglementation comptable française pour les exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003 figurant à la section 5.2.5 (pages 299 à 308) du Document de Base ;
- Eléments financiers relatifs aux exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003 figurant aux sections 5.3 à 5.5 (pages 318 à 336) du Document de Base.

9.1. Présentation des états financiers

Les états financiers présentés dans la présente section sont issus des comptes consolidés du Groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2005.

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, ces comptes ont été établis pour la première fois selon les normes comptables internationales applicables au 31 décembre 2005 telles qu'approuvées par l'Union européenne et selon les dispositions de la norme IFRS 1 « Première adoption des normes internationales » (voir note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005). Les normes comptables internationales comprennent les IFRS (*International Financial Reporting Standards*), les IAS (*International Accounting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

A l'exception de la révision de la norme IAS 39 concernant l'option de juste valeur, appliquée par le Groupe par anticipation au 1er janvier 2005, EDF n'a pas opté pour une application anticipée des autres amendements, révisions et interprétations IFRS qui seront applicables à compter du 1er janvier 2006.

Les états financiers présentés et discutés dans la présente section incluent :

- Le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2005 (« 2005 ») et le bilan au 31 décembre 2005 ;
- Le bilan au 1er janvier 2005 (« 1er janvier 2005 »), prenant en compte les retraitements relatifs à la mise en œuvre de IAS 32 et 39 et IFRS 4. La note 3 de l'annexe aux comptes consolidés 2005 décrit les effets de la transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers au 1er janvier 2005 ;
- Le bilan, le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2004 (« 2004 ») établis selon le même référentiel que les comptes 2005, à l'exception des normes IAS 32 et IAS 39 (relatives aux instruments financiers) et IFRS 4 (contrats d'assurance) qui n'ont été appliquées qu'à compter du 1er janvier 2005. La note 2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005 décrit la méthodologie et les principes retenus au titre de cette transition, et présente l'impact chiffré de la première application des normes IFRS au 1er janvier 2004 ;
- Le compte de résultat de l'exercice 2004 établi selon les mêmes règles que l'alinéa précédent, comprenant les retraitements pro forma de l'impact de la loi du 9 août 2004 sur les retraites et les concessions en France tels que présentés dans la note 7 de l'annexe aux comptes consolidés (« 2004 pro forma »).

Les bases de préparation des informations financières 2004 pro forma reposent sur des conventions qui présentent les principales limites inhérentes suivantes :

- Ces informations financières sont, par construction, des simulations faites sur la base de la méthodologie décrite en note 7 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005, et ne peuvent être considérées comme représentatives des résultats, de la situation financière, de la trésorerie et des performances du Groupe, qui auraient été constatés si la loi du 9 août 2004 (dans ses dispositions relatives à la réforme du financement du régime des retraites et aux concessions) avait été adoptée au 1er janvier 2004 ou à une date antérieure à sa publication effective.
- Ainsi, ces informations financières retraitées pro forma sont publiées à seule fin d'illustration. A ce titre, elles ne reflètent pas nécessairement les résultats, la situation financière ou l'évolution de la trésorerie que le Groupe aurait pu enregistrer aux dates ou pour les périodes indiquées, pas plus qu'elles ne permettent d'établir une base d'informations comparables aux exercices futurs. Elles ne préjugent pas non plus de ses résultats d'exploitation, de sa situation financière et de l'évolution de sa trésorerie au cours d'exercices futurs.

L'établissement des états financiers a conduit la Direction du Groupe à retenir des hypothèses fonctions de ses meilleures estimations qui affectent la valeur comptable des éléments d'actif et de passif, les informations relatives aux éléments d'actif et de passif éventuels, ainsi que la valeur comptable des produits et charges enregistrés durant la période. En fonction de l'évolution de ces hypothèses ou de conditions économiques différentes, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

9.2. Effets de la loi du 9 août 2004 sur la comparabilité des exercices

Les comptes 2005 prennent en compte à partir du 1er janvier 2005 les effets de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières sur le financement du régime des retraites et des concessions.

Dans un souci de meilleure comparabilité des exercices 2004 et 2005, le Groupe a préparé, en complément des comptes 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS, des informations financières pro forma au titre de l'exercice 2004, qui visent à simuler les effets que la loi du 9 août 2004 aurait pu avoir sur le compte de résultat du Groupe au 31 décembre 2004, si la réforme du financement du régime spécial des retraites des IEG et des dispositions relatives aux concessions, issues de cette loi, avaient pris effet au 1er janvier 2004.

Les retraitements pro forma sont présentés à la note 7 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

9.3. Introduction générale à l'analyse des comptes

En 2005, le chiffre d'affaires consolidé du Groupe s'élève à 51 051 millions d'euros, traduisant une croissance globale du chiffre d'affaires de 9,1 % par rapport à 2004 et de 10,6 % par rapport à 2004 pro forma.

La croissance organique (hors effets de périmètre, méthode et change) du chiffre d'affaires en 2005 est de 8,3 % et s'explique essentiellement par la hausse des prix de l'énergie en Europe, et la mise en service de moyens de production à l'international. Elle est de 4,0 % en France, d'environ 14 % au Royaume-Uni et en Allemagne, de 10,4 % dans le Reste de l'Europe et de près de 30 % dans le Reste du monde.

L'excédent brut d'exploitation (« EBE ») du Groupe s'élève à 13 010 millions d'euros en 2005, traduisant une variation globale de l'EBE de –3,0 % par rapport à 2004 et de +3,6 % par rapport à 2004 pro forma. La croissance organique de l'EBE (hors effets de périmètre, méthode et change) est de 4,9 %. Cette progression, plus faible que celle du chiffre d'affaires (+8,3 % sur des bases équivalentes), s'explique notamment par l'impact de la hausse des prix des combustibles et de l'énergie, notamment au Royaume-Uni, en Allemagne et en Italie où elle a été répercutée pratiquement sans marge sur les prix de vente.

En 2005, 41,0 % du chiffre d'affaires (contre respectivement 37,3 % en 2004 et 37,8 % en 2004 pro forma) et 35,0 % de l'EBE du Groupe (contre respectivement 30,1 % en 2004 et 32,1 % en 2004 pro forma) sont générés hors du segment France. L'Europe hors France (segments « Royaume-Uni », « Allemagne », et « Reste de l'Europe ») représente en 2005, 86,3 % du chiffre d'affaires et 85,0 % de l'EBE réalisés hors du segment France (contre respectivement 87,9 % et 87,1 % en 2004 et 2004 pro forma).

- En France, le chiffre d'affaires progresse de 2,7 % par rapport à 2004 et de 5,0 % par rapport à 2004 pro forma. En l'absence d'évolution du tarif intégré, deux tiers de cette progression résultent de la croissance des volumes et de l'enrichissement de l'offre, le solde résultant de la hausse des prix de gros. Dans ce contexte, l'EBE est à 8 459 millions d'euros, en baisse de 9,8 % par rapport à 2004 et de 0,7 % par rapport à 2004 pro forma. Cependant, hors charges de 329 millions d'euros liées à l'offre réservée aux salariés effectuée dans le cadre de l'introduction en bourse[21], l'EBE progresse de 3,1 % par rapport à 2004 pro forma et ne diminue plus que de 6,3 % par rapport à 2004. Cette augmentation de l'EBE par rapport à 2004 pro forma intègre notamment l'amélioration de la performance opérationnelle et, en particulier, la maîtrise des coûts d'exploitation.
- Au Royaume-Uni, le chiffre d'affaires d'EDF Energy progresse de 12,0 % et, hors effets périmètre et change, de 14,3 %. L'exercice 2005 a été principalement marqué par une hausse des coûts d'approvisionnement, répercutée partiellement sur le chiffre d'affaires. L'EBE de EDF Energy est de 1 369 millions d'euros et représente 10,5 % de l'EBE du Groupe. Il est en progression de 1,5 % à périmètre et change constants.
- En Allemagne, la contribution d'EnBW au chiffre d'affaires du Groupe progresse de 8,2 % et de 14,6 % hors effets périmètre. L'exercice 2005 a été caractérisé par la hausse des prix et des tarifs de l'électricité et du gaz naturel. La contribution d'EnBW à l'EBE du Groupe, stable par rapport à 2004, s'élève à 905 millions d'euros (soit 7,0 % de l'EBE du Groupe). Hors effet de périmètre, la contribution d'EnBW à l'EBE du Groupe est en augmentation de 4,5 %.
- La contribution du Reste de l'Europe au chiffre d'affaires du Groupe est en croissance de 34,3 %. Cette croissance incorpore des effets de périmètre importants (principalement l'entrée d'Edison dans le périmètre de consolidation au 1er octobre 2005). La contribution du Reste de l'Europe à l'EBE du Groupe s'élève à 1 593 millions d'euros, en augmentation par rapport à 2004 de 356 millions d'euros. Hors effet de périmètre, la croissance organique de l'EBE est de 14,6 %.

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 242 millions d'euros et quintuple par rapport à 2004 (624 millions d'euros) et double par rapport à 2004 pro forma (1 607 millions d'euros). La variation du résultat net part du Groupe par rapport à 2004 pro forma est la résultante de l'augmentation de l'EBE et de la forte réduction des pertes de valeur entre 2005 (147 millions d'euros) et 2004 et 2004 pro forma (1 373 millions d'euros).

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 18 591 millions d'euros au 31 décembre 2005 en diminution de 1 742 millions d'euros par rapport au 1er janvier 2005, date à laquelle l'endettement financier net s'élevait à 20 333 millions d'euros, après prise en compte des normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers (voir note 33 de l'annexe aux comptes consolidés 2005). La diminution de l'endettement financier net du Groupe s'analyse comme suit : le *free cash flow* (7 415 millions d'euros) et l'augmentation de capital (6 350 millions d'euros) permettent de financer les investissements financiers réalisés (4 517 millions d'euros) auxquels s'ajoutent les dettes nettes acquises sur variations de périmètre (2 314 millions d'euros), le paiement des soultes retraites et nucléaires (3 819 millions d'euros) ainsi que le paiement des dividendes (428 millions d'euros) et les effets de change négatifs sur la dette.

9.3.1 Acquisitions, cessions et évolution du périmètre de consolidation

Année 2005

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2005 sont les suivantes :

- *Italie.* Faisant suite aux opérations de prise de contrôle conjoint d'Edison (voir section 6.3.1.3.1.2 (« Participation actuelle d'EDF dans Edison ») du présent Document de Référence), EDF a consolidé les sociétés TdE et Edison par intégration proportionnelle à compter du 1er octobre 2005. Compte tenu de la mise en oeuvre du Structure Agreement et du *shareholder's agreement,* le pourcentage d'intérêt dans Edison à l'issue de l'OPA est de 51,58 %. IEB, ainsi que les sociétés holdings de cette dernière, sont détenues par EDF à

[21] Ce montant de 329 millions d'euros (correspondant à la décote accordée aux salariés, l'attribution d'actions gratuites et les différés de paiement), a été comptabilisé en charges de personnel conformément à la norme IFRS 2 « Paiements fondés sur des actions ».

100 % et sont consolidées par intégration globale. Les effets de l'intégration d'Edison dans le périmètre de consolidation sont décrits en note 6.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

- *Allemagne.* A la suite de l'augmentation de capital de EnBW réalisée en avril 2005 par cession des titres d'auto-contrôle, OEW est revenu à parité avec EDF dans le capital de EnBW. La quote-part d'intérêt d'EDF dans le capital de EnBW est ainsi passée de 48,43 % au 31 décembre 2004 à 46,12 % au 30 juin 2005.

EnBW a consolidé pour la première fois en intégration proportionnelle les sociétés tchèques Prazska Energetika holding A.S. et Prazska Teplarenska holding A.S et, par mise en équivalence la société autrichienne EVN AG suite à l'exercice d'un put portant sa participation de 13,2 % à 29,7 %.

- *Argentine.* Le processus de cession de Sodemsa et Edemsa a été finalisé le 30 mars 2005 ce qui s'est traduit par la déconsolidation de ces deux sociétés. Par ailleurs, EDF a cédé en date du 31 août 2005 100 % de la société Easa, et 65 % du capital d'Edenor. A l'issue de cette opération, le Groupe détient 25 % du capital d'Edenor qui est consolidé par mise en équivalence à compter de cette date.
- *Brésil.* Dans le cadre des opérations de restructuration de la dette de Light, les minoritaires ont participé à l'augmentation de capital réalisée fin juillet 2005 et ont converti en capital une partie de la dette obligataire convertible. Il en est résulté une diminution du pourcentage d'intérêt d'EDF de 5,22 % portant la participation du Groupe à 89,57 % au 31 décembre 2005.

Globalement, ces évolutions de périmètre se traduisent en 2005 par une augmentation du chiffre d'affaires du Groupe de 461 millions d'euros et par une augmentation de l'EBE du Groupe de 87 millions d'euros.

Année 2004

Il n'y a pas eu d'évolution de périmètre significative au cours de l'exercice 2004. Les opérations réalisées concernent principalement des variations de pourcentage d'intérêt.

– *Allemagne. En ce qui concerne EnBW, ces évolutions consistent :*
  - dans la participation d'EDF à l'augmentation de capital dans le cadre du processus de refinancement mis en œuvre en juin 2004, ce qui a conduit à porter le pourcentage d'intérêt d'EDF de 45,81 % à 48,43 % à la clôture ;
  - dans la poursuite du désengagement des activités non stratégiques avec la cession notamment du sous-groupe APCOA et d'HidroCantabrico, de SIP, Melvo et Ditra ;
  - dans le désengagement partiel dans ESAG et la prise de contrôle dans GASO via la création de la holding ENSO.

– *Royaume-Uni.* En ce qui concerne EDF Energy, suite à la révision des accords d'actionnaires, la société Metronet, antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est mise en équivalence à compter du 30 juin 2004.

– *Italie.* Finel a cédé sa participation de 75 % dans ISE au groupe Edison. ISE a été déconsolidée à compter du 1er décembre 2004.

9.3.2 Evènements marquants de l'année 2005

9.3.2.1 Réduction du capital

Afin de maintenir la capacité distributive d'EDF dès 2006 au titre de l'exercice 2005, l'assemblée générale extraordinaire d'EDF SA du 31 août 2005 a autorisé une réduction de capital de la Société d'un montant maximum de 7 316 millions d'euros par virement au compte de réserves, et en a délégué la mise en œuvre au Conseil d'administration. Lors de sa réunion en date du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 millions d'euros, par réduction de la valeur nominale des actions de 4,5 euros, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,5 euro (voir section 21.1.9 (« Evolution du capital ») du présent Document de Référence).

9.3.2.2 Introduction en bourse

L'ouverture du capital d'EDF a été réalisée en novembre 2005, après la signature du nouveau contrat de service public (voir section 6.4.3.3 (« Service public ») du présent Document de Référence) et la présentation du plan industriel du Groupe (voir Chapitre 13 du présent Document de Référence), donnant lieu à son introduction en bourse sur l'Eurolist d'Euronext Paris le 21 novembre 2005 (voir section 21.1.9 (« Evolution du capital ») du présent Document de Référence).

Avec près de 5 millions de souscripteurs particuliers (incluant les salariés d'EDF), le produit de ces souscriptions a eu un impact sur les capitaux propres de 6 208 millions d'euros, correspondant à 6 350 millions d'euros d'augmentation de capital diminués des frais liés à cette augmentation pour un montant net d'impôt de 142 millions d'euros.

Dans le cadre de l'introduction en bourse d'EDF, l'Etat français a, en application du dernier alinéa de l'article 11 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 et de l'article 26 de la loi du n° 2004-803 du 9 août 2004, réservé aux salariés et anciens salariés d'EDF SA et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger, une offre à des conditions préférentielles d'acquisition portant sur un nombre d'actions existantes représentant au maximum 15 % du nombre total d'actions mises sur le marché. Dans le cadre de cette offre, les salariés du Groupe ont acquis 34 510 142 actions.

La charge correspondant à la décote, aux actions gratuites et aux facilités de paiement s'élève à 329 millions d'euros et a été enregistrée en 2005. L'abondement au bénéfice des salariés dans le cadre de cette opération s'élève à 124 millions d'euros et a été également comptabilisé en 2005.

A l'issue de l'augmentation de capital, de l'exercice de l'option de sur-allocation par les banques, et du règlement-livraison des actions acquises par les salariés et anciens salariés du Groupe auprès de l'Etat français, le capital social d'EDF est détenu à hauteur de 87,3 % par l'Etat, 10,8 % par le public (institutionnels et particuliers) et 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.

9.3.2.3 Filialisation du réseau de transport

En application de la loi du 9 août 2004, la filialisation de l'activité Transport a été réalisée par EDF le 1er septembre 2005.

L'ensemble des actifs et passifs correspondants a été apporté avec effet rétroactif au 1er janvier 2005 pour un montant de 4 milliards d'euros à la société RTE EDF Transport dont EDF détient 100 % du capital.

Cette opération n'a pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe EDF, RTE EDF Transport étant consolidée à 100 % en intégration globale.

9.3.2.4 Mise en œuvre de la réforme du financement du régime spécial des retraites des IEG

Les principales mesures de mise en œuvre de la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG sont entrées en vigueur au 1er janvier 2005. Une description de la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG figure à la section 17.8 (« Régime des retraites et régime complémentaire maladie ») du Document de Référence et à la note 6.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés 2005. Pour une description de l'impact de la réforme sur les capitaux propres au 31 décembre 2004, voir également le tableau « Variations des capitaux propres et des intérêts minoritaires » des comptes consolidés 2005.

En 2005, en application des conventions financières mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO), EDF a versé un montant de 3 295 millions d'euros au titre de la contribution exceptionnelle, soit 2 724 millions d'euros au profit de la CNAV et 571 millions d'euros au profit des régimes AGIRC et ARRCO.

9.3.2.5 Impacts de l'article 36 de la loi du 9 août 2004 sur le mode de comptabilisation et de reclassement des contrats de concession de distribution publique d'électricité

L'article 36 de la loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique et en organise les modalités de reclassement. Les principaux impacts de cette réforme pour le Groupe sont détaillés à la note 6.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

9.3.2.6 Restructuration du financement de Light

Le 28 juin 2005, la BNDES (Banque de développement du Brésil) a approuvé l'octroi à Light d'un programme d'aide consistant en un prêt à taux d'intérêt bonifié convertible jusqu'à 50 % en capital. Le 29 juillet 2005, la BNDES a versé à Light le montant de ce prêt bonifié s'élevant à 735 millions de reals (y compris 727 millions de reals de nominal et les intérêts de retard, soit environ 250 millions d'euros sur la base du taux de change au 31 août 2005). Fin juillet 2005, EDF a par ailleurs converti en capital la dette d'environ 327 millions d'euros de Light envers sa société-mère.

9.3.2.7 Italie — Groupe Edison

Le Groupe EDF a conclu, le 12 mai 2005, des accords avec la société Delmi, dont l'actionnaire majoritaire est AEM S.p.A., régie électrique de la région de Milan, qui ont conduit à la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et AEM Milan. Une OPA sur l'ensemble du capital d'Edison (actions et warrants) a été finalisée le 4 novembre 2005. Les accords permettent à EDF de détenir le contrôle conjoint d'Edison (voir section 6.3.1.3.1.2 (« Participation actuelle d'EDF dans Edison ») du Document de Référence). A la suite de ces opérations, EDF a consolidé Edison par intégration proportionnelle à hauteur de 51,58 % à compter du 1er octobre 2005. Les effets de l'intégration d'Edison dans le périmètre de consolidation sont décrits en note 6.5 de l'annexe aux comptes consolidés 2005.

9.3.2.8 Argentine — Cession d'Edemsa et de 65 % d'Edenor

Le 30 mars 2005, le Groupe a finalisé la cession, à la société Iadesa, de l'intégralité de sa participation dans la société argentine de distribution d'électricité Edemsa.

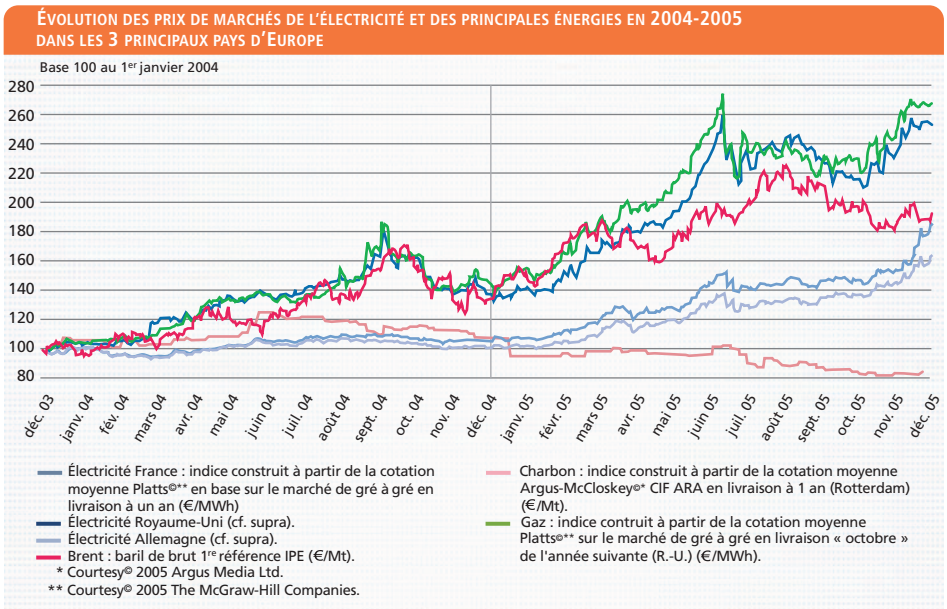
Fin août 2005, au terme d'un accord conclu avec le fonds d'investissement argentin Grupo Dolphin, et de la réalisation des conditions suspensives, EDF a cédé 65 % du capital d'Edenor.

9.3.2.9 Evolution des prix de gros

L'année 2005 a été marquée par une forte augmentation des prix de gros de l'électricité en France et dans le reste de l'Europe, notamment au premier semestre et en fin d'année, en raison principalement de l'impact de la hausse des prix du pétrole et du gaz sur les coûts d'achat de combustibles, ainsi que du prix des quotas d'émission de CO_2.

Cette évolution s'est traduite par une hausse des prix de gros à terme de l'électricité :

- d'environ 70,3 % en France entre janvier (moyenne de 33,80 €/MWh) et décembre 2005 (moyenne de 57,60 €/MWh) (cotation moyenne « Platts » pour une fourniture en ruban sur le marché à terme de l'électricité pour une livraison en 2006 en France) ;
- d'environ 89,7 % au Royaume-Uni entre janvier (moyenne de 41,12 €/MWh) et décembre 2005 (moyenne de 78,03 €/MWh) ; et
- d'environ 58,6 % en Allemagne entre janvier (moyenne de 33,90 €/MWh) et décembre 2005 (moyenne de 53,75 €/MWh).



Le 1er janvier 2005 a marqué l'ouverture officielle du Système européen d'échange de quotas CO_2, en application de la Directive 2003/87 dite « quotas ». Depuis cette date, chaque pays européen s'est vu attribuer un certain nombre d'équivalents de tonnes de gaz carbonique (CO_2), appelés quotas, qu'il redistribue à ses acteurs nationaux en tenant compte des émissions passées de chaque acteur. En particulier, EDF a reçu des quotas pour chacune de ses centrales fonctionnant avec du charbon et du fioul. Si l'un de ces acteurs dépasse ses quotas, il doit racheter des « permis d'émission » sur des marchés comme Powernext en France, ECX au Royaume-Uni et EEX en Allemagne.

Le prix du CO_2 a été très volatil en 2005. Par exemple, la sécheresse, conjuguée à la forte hausse des prix du gaz au Royaume-Uni a rendu plus attrayant le recours au charbon pour produire de l'électricité. En conséquence le prix des permis d'émission de CO_2 a fortement progressé passant de moins de 10 €/t en début d'année 2005 à près de 30 €/t en juillet 2005, pour redescendre légèrement au-dessus de 20 €/t à la fin de l'année 2005. Cette hausse des prix des permis d'émission de CO_2 a contribué à la hausse des prix de l'électricité sur les marchés de gros en Europe, en raison de l'intégration du prix des quotas de CO_2 dans les coûts de production des centrales thermiques à flamme.

Permis d'émission Co_2 (En €/T)

Source: Argus

9.3.3 Conditions climatiques

Des conditions climatiques peuvent avoir des effets significatifs sur l'activité du Groupe tant en termes de volumes que de prix et de coûts. Par exemple, une baisse des températures en hiver peut se traduire par une hausse du chiffre d'affaires (augmentation des consommations et/ou des prix de marché), des augmentations des coûts (achats d'énergie sur les marchés de gros à des prix élevés ou consommations externes accrues) et/ou des opérations de maintenance additionnelles.

L'hydraulicité a été particulièrement faible sur chacun des deux semestres de l'année 2005, contrairement à 2004 où la sécheresse ne s'était manifestée que sur le second semestre. En conséquence, la production hydraulique a été significativement plus faible que l'année précédente. Au cours de l'exercice 2005, la production thermique à flamme s'est substituée à la production hydraulique : le surcoût de cette substitution a été amplifié par la hausse des prix des combustibles fossiles.

9.3.4 Conjoncture économique

Selon les estimations INSEE de mars 2006 pour 2005, la croissance du PIB en Europe serait plus faible qu'en 2004. Dans la zone Euro, elle atteint en moyenne 1,4 % contre 1,8 % en 2004. Elle serait de 1,4 % pour la France (2,1 % en 2004), 1,8 % pour le Royaume-Uni (3,2 % en 2004), 1,1 % pour l'Allemagne (1,1 % en 2004) et 0,2 % pour l'Italie (1,0 % en 2004). La consommation intérieure d'électricité afficherait en 2005 une progression de 0,7 % par rapport à 2004[22] en France. Au Royaume-Uni, elle a été de 1,4 %, en Allemagne de 0,6 % et en Italie de 2,2 %.

9.3.5 Evénements récents

9.3.5.1 Egypte

EDF a annoncé le 29 novembre 2005, la cession à la société malaisienne Tanjong Energy de deux centrales thermiques de production d'électricité en Egypte pour 307 millions de dollars US. Cette opération s'est inscrite dans le cadre du projet industriel d'EDF visant à recentrer ses activités en Europe. L'opération de cession a été réalisée le 2 mars 2006 (voir section 6.3.4.1 (« Egypte ») du présent Document de Référence).

9.3.5.2 Allemagne

En décembre 2005, la ville de Düsseldorf a exercé une de ses deux options de vente de 25,05 % du capital de Stadtwerke Düsseldorf AG (SWD) (voir section 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW ») du présent Document de Référence). A compter de 2006, si cette opération est autorisée par l'office européen des cartels, EnBW détiendra 54,95 % du capital de SWD, qu'elle consolidera par intégration globale.

9.3.5.3 Suisse

Le 29 septembre 2005, EDF a conclu l'acquisition auprès d'UBS, pour un montant de 403 millions de francs suisses, de 17,3 % du capital de Motor Columbus, qui détient 58,5 % du capital d'Atel. Le reliquat de la participation d'UBS dans Motor Columbus (38,3 %) a été acquis par Atel (à hauteur de 7,2 %) et par un consortium constitué à majorité d'entreprises suisses (voir section 6.3.1.4.1 (« Suisse ») du présent Document de Référence).

EDF a ainsi privilégié une solution qui lui permet de protéger durablement ses intérêts sans prise de contrôle mais en disposant de droits d'actionnaire pérennisés au sein d'un holding élargi.

La signature de ces accords a recueilli l'approbation du Conseil d'administration d'EDF du 21 septembre 2005. Cette opération a été autorisée par les autorités suisse et européenne de la concurrence fin février 2006. Les contrats ont été définitivement conclus le 23 mars 2006 (voir section 6.3.1.4.1 (« Suisse ») du présent Document de Référence). Les accords signés prévoient le rapprochement de Motor Columbus et d'Atel pour former une nouvelle structure dont EDF détiendra, à terme, environ 25 %.

9.3.5.4 Autriche

En novembre 2005, EDF a signé un accord de cession avec le groupe espagnol FCC concernant sa filiale autrichienne ASA, premier opérateur de gestion des déchets ménagers, industriels et commerciaux en Europe centrale. La réalisation effective de l'opération a eu lieu le 8 mars 2006 pour un montant de 223,6 millions d'euros.

9.3.5.5 Brésil-Light

EDF a conclu le 28 mars 2006 avec le groupement d'entreprises RME (Rio Minas Energia Participaçoes SA) un accord de cession de 80 % du capital de Light. La réalisation effective de cette cession est soumise à la réalisation d'un certain nombre de conditions suspensives, dont l'approbation de l'autorité de régulation brésilienne.

A l'issue de l'opération, EDF conservera environ 10 % du capital de Light, les 10 % restant étant répartis dans le public (Light est une société cotée au Brésil).

9.4. Analyse comparative des comptes au 31 décembre 2005 et 31 décembre 2004

9.4.1 Chiffres clés de l'exercice 2005

Les tableaux ci-dessous présentent des extraits des comptes consolidés du Groupe EDF pour 2005 et 2004. L'information financière pro forma 2004 intégrant les seuls effets de la loi du 9 août 2004 est communiquée pour le compte de résultat à fin de meilleure comparabilité des exercices 2005 et 2004. Un tableau de passage du compte de résultat au 31 décembre 2004 au

[22] Source : pour la France : EDF-RTE Transport ; pour le Royaume-Uni : National Grid Seven Year Statement 2005, mai 2005 ; pour l'Allemagne : EnBW ; et pour l'Italie : Edison.

compte de résultat pro forma au 31 décembre 2004 figure en note 7.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Extraits des comptes de résultat consolidés :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004
Chiffre d'affaires	51 051	46 150	46 788
Excédent brut d'exploitation (EBE)	13 010	12 558	13 417
Résultat d'exploitation	8 078	6 153	7 012
Résultat avant impôts des sociétés intégrées(1)	4 619	3 096	1 580
Résultat net part du Groupe	**3 242**	**1 607**	**624**

(1) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net d'EDF avant prise en compte de l'impôt sur le résultat, de la quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence, du résultat net des activités en cours d'abandon et des intérêts minoritaires.

Extraits des bilans consolidés[23] :

En millions d'euros	31 décembre 2005	1er janvier 2005(a)	31 décembre 2004
Actif non courant	123 540	115 675	114 880
Actif courant	46 646	35 784	34 651
Actifs détenus en vue de la vente	728	—	—
Total de l'actif	**170 914**	**151 459**	**149 531**
Capitaux propres — part du Groupe	19 161	9 072	8 436
Intérêts minoritaires	979	897	899
Provisions non courantes	41 974	40 227	41 480
Passifs spécifiques des concessions	34 907	33 694	33 694
Passifs financiers non courants	23 510	20 636	20 888
Autres passifs non courants(b)	10 431	9 655	9 408
Passifs financiers courants	11 933	9 759	4 899
Autres passifs courants(c)	27 427	27 519	29 827
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	592	—	—
Total du passif	**170 914**	**151 459**	**149 531**

(a) Après prise en compte de l'application des normes IAS 32 et 39 et IFRS 4 au 1er janvier 2005.
(b) Comprend les postes « Autres créditeurs » et les « Impôts différés ».
(c) Comprend les postes « Provisions » (passif courant), « Fournisseurs et comptes rattachés », « Dettes d'impôts courants » et « Autres créditeurs ».

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés :

En millions d'euros	2005	2004
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	8 461	7 995
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(10 643)	(3 893)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	5 555	(3 481)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**3 373**	**621**

[23] Certains travaux de retraitement liés à la mise en oeuvre des normes IAS 32 et 39 ayant été finalisés sur le second semestre 2005, le bilan au 1er janvier 2005 publié avec les états financiers au 30 juin 2005 a été modifié. Ces corrections ont eu un impact marginal tant individuellement que globalement sur les chiffres précédemment publiés.

Informations relatives à l'endettement financier net

En millions d'euros	31 décembre 2005	1er janvier 2005[(a)]	31 décembre 2004
Emprunts et dettes financières	29 717	25 909	25 787
Dérivés de couvertures des dettes	240	487	—
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 220)	(3 820)	(3 150)
Actifs financiers à court terme	—	—	(2 960)
Actifs liquides	(4 580)	(2 243)	—
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	434	—	—
Endettement financier net	**18 591**	**20 333**	**19 677**

(a) Après prise en compte de l'application des normes IAS 32 et 39 et IFRS 4 au 1er janvier 2005.

9.4.2 Présentation de l'information financière

9.4.2.1 Segmentation de l'information financière

L'information sectorielle du Groupe est présentée à la note 9.1 de l'annexe aux comptes consolidés 2005.

La segmentation de l'information financière retenue par le Groupe a évolué par rapport à celle utilisée pour les exercices précédents et discutée dans l'analyse comparative des comptes 2002, 2003 et 2004 figurant au paragraphe 5.2.1 du chapitre V du Document de Base. Elle distingue désormais le « Royaume Uni » et l'« Allemagne », précédemment inclus dans un ensemble « Europe ». Elle regroupe au sein du segment « Reste de l'Europe » EDF Trading précédemment présenté distinctement, les autres filiales européennes, et les participations et activités nouvelles précédemment présentées dans un segment « Autres ». Elle est la suivante :

- « **France** » (59,0 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2005), désigne EDF SA et RTE EDF Transport, et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et les activités non régulées (principalement Production et Commercialisation) exercées par ces sociétés ;
- « **Royaume-Uni** » (13,1 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2005) regroupant EDF Energy et ses filiales ;
- « **Allemagne** » (9,8 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2005) regroupant EnBW et ses filiales ;
- « **Reste de l'Europe** » (soit au total 12,5 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2005) comprend principalement les autres filiales françaises et européennes du Groupe, et notamment Edison, EDF Trading, Electricité de Strasbourg, Dalkia, TIRU, EDF Energies Nouvelles, EDF International et les autres filiales du Groupe dans les pays d'Europe centrale et orientale ;
- « **Reste du monde** » (5,6 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2005), regroupant les filiales en Amérique latine et en Asie.

9.4.2.2 Ventilation de l'information financière du segment « France »

Afin d'apprécier l'évolution globale de l'activité en France en complément aux informations sectorielles figurant en annexe aux comptes consolidés 2005, la contribution du segment France au résultat du Groupe est également présentée selon la ventilation suivante :

« **Activités régulées** » regroupent les activités qui relèvent des périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique telles que précisées par la loi du 9 août 2004, à savoir :

– **Transport** en métropole, correspondant à l'ensemble des compétences et actifs nécessaires à l'exploitation, à l'entretien et au développement du réseau public de transport d'électricité haute et très haute tension ;

– **Distribution,** correspondant :

- En métropole, à l'ensemble des compétences et actifs nécessaires à la gestion du réseau public de distribution basse et moyenne tension ; et
- Dans les Systèmes Energétiques Insulaires (SEI), à toutes les activités d'EDF en tant qu'opérateur intégré (production, commercialisation et distribution).

Les activités **Transport** et **Distribution** sont soumises à régulation par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics (TURP) (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») du présent Document de Référence), alors que les activités dans les SEI sont soumises à régulation au travers de la Contribution aux Charges de Service Public de l'Electricité pour les activités de production (CSPE) (voir section 6.5.2.2 (« Législation française — Mécanisme de compensation des surcoûts de service public ») du présent Document de Référence).

Le chiffre d'affaires des Activités régulées comprend la part Acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

Les coûts afférents à la gestion des clients résidentiels sont comptabilisés dans l'activité Distribution, puis sont répartis entre la Distribution et la Commercialisation (Activités non régulées) selon les principes de répartition énoncés par la CRE.

« **Activités non régulées** » regroupe les activités de :

– Production et Commercialisation en métropole, correspondant à l'ensemble des compétences et actifs nécessaires à la production d'énergie et à sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux clients résidentiels.

– Ventes de prestations d'ingénierie et de conseil notamment liées à la production d'énergie en France et à l'international.

– Services supports du Groupe correspondant principalement aux services fournis au secteur Régulé et aux autres segments géographiques.

9.4.3 Présentation par zones géographiques des résultats de l'exercice 2005

9.4.3.1 France

				Variations		Variations	
Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	**2005**	**2004 pro forma**	**2004**	**05/04 pro forma**	**05/04 pro forma (%)**	**Variations 05/04**	**05/04 (%)**
Chiffre d'affaires	30 126	28 703	29 341	1 423	5,0 %	785	2,7 %
Achats de combustible et d'énergie	(6 749)	(5 906)	(5 906)	(843)	14,3 %	(843)	14,3 %
Autres consommations externes	(5 109)	(5 313)	(5 313)	204	(3,8)%	204	(3,8)%
Charges de personnel[24]	(7 722)	(7 135)	(6 833)	(587)	8,2 %	(889)	13,0 %
Impôts et taxes	(2 762)	(2 542)	(2 542)	(220)	8,7 %	(220)	8,7 %
Autres produits et charges opérationnels[24]	675	716	635	(41)	(5,7)%	40	6,3 %
EBE[25]	**8 459**	**8 521**	**9 379**	**(62)**	**(0,7)%**	**(920)**	**(9,8)**
Résultat net part du Groupe	**1 501**	**1 729**	**747**	**228**	**(13,2)%**	**754**	**100,9 %**

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 30 126 millions d'euros, en augmentation de 2,7 % par rapport à 2004 et de 5,0 % (1 423 millions d'euros) par rapport à 2004 pro forma. L'écart entre 2004 et 2004 pro forma provient de la CTA mise en place au 1er janvier 2005 et dont l'effet a été simulé dans les comptes 2004 pro forma à fin de meilleure comparabilité (voir section 9.4.2.2 « Ventilation de l'information financière du segment « France » » du présent document).

Hors effets de périmètre et de méthode (relative à l'externalisation des achats pour la compensation des pertes électriques du distributeur à compter du 2ème semestre 2004), qui se traduisent par un effet volume favorable de 1,0 %, la progression de l'activité est de 4,0 %.

En l'absence d'évolution du tarif intégré, cette progression provient :

– d'un effet prix favorable de 1,7 %, lié à la hausse des prix de l'énergie sur les marchés de gros ; et

– d'un effet principalement de volume de +2,3 %, porté notamment par le développement des ventes de gaz naturel et par un contexte climatique favorable (températures inférieures à la normale).

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'établit à 8 459 millions d'euros en diminution de 9,8 % par rapport à 2004 et de 0,7 % par rapport à 2004 pro forma. Des achats d'énergie sur les marchés à un prix élevé ainsi qu'un recours plus important au thermique classique, dont les coûts de production sont plus élevés, ont affecté défavorablement la croissance de l'EBE, de même que l'application de la norme IFRS 2 (« *paiements fondés sur des actions* ») entraînant des charges supplémentaires de

[24] La finalisation des travaux relatifs à la transition IFRS a conduit à des reclassements entre la ligne « Autres produits et charges opérationnels » et la ligne « Charges de personnel » par rapport aux comptes consolidés au 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS et présentés à la section 5.9.4 de l'Actualisation du Document de Base. Au titre de l'exercice 2004, ces reclassements se traduisent par une augmentation des charges de personnel de 173 millions d'euros et une réduction correspondante des autres charges opérationnelles.

[25] La finalisation des travaux relatifs à la transition IFRS a conduit à une correction des affectations de résultat par zone géographique de 57 millions d'euros par rapport aux comptes consolidés au 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS et présentés à la section 5.9.4 de l'Actualisation du Document de Base. Au titre de l'exercice 2004, cette correction se traduit principalement par une augmentation de l'excédent brut d'exploitation de la France et une diminution sur le Royaume-Uni.

329 millions d'euros en 2005 au titre de l'offre réservée aux salariés. Hors charges liées à l'application de la norme IFRS 2, l'EBE progresse de 3,1 % par rapport à l'EBE 2004 pro forma.

La contribution de la France au résultat net part du Groupe est de 1 501 millions d'euros en 2005, soit un doublement par rapport à 2004 et une diminution de 13,2 % par rapport à 2004 pro forma.

9.4.3.2 Royaume-Uni

			Variations	
Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	**2005**	**2004 et 2004 pro forma**	**05/04**	**05/04 (en %)**
Chiffre d'affaires	6 674	5 957	717	12,0%
EBE[26]	1 369	1 376	(7)	(0,5) %
Résultat net part du Groupe	**442**	**475**	**(33)**	**(6,9) %**

Le chiffre d'affaires d'EDF Energy s'élève à 6 674 millions d'euros en 2005, en augmentation de 12 % par rapport à 2004 et 2004 pro forma. En excluant les effets de périmètre et de change, la croissance organique est de 14,3 %.

EDF Energy a connu, en 2005, une très forte hausse de ses coûts d'approvisionnement en gaz et en électricité par rapport à 2004 (augmentation des prix de gros de l'électricité de 89,7 % entre 2004 et 2005) à laquelle se sont ajoutés les impacts des certificats d'émission de CO_2 (environ 100 millions d'euros) et des certificats verts, liés aux objectifs d'économie d'énergie (140 millions d'euros). Les achats de combustibles et d'énergies ont ainsi connu une augmentation significative d'environ 23 %.

L'EBE d'EDF Energy s'établit à 1 369 millions d'euros en diminution de 0,5 % par rapport à 2004 et 2004 pro forma. A change et périmètre constants, la variation organique de l'EBE est en progression de 1,5 %.

Dans ce contexte de très forte hausse des prix de l'énergie en 2005, la hausse des prix de vente de l'électricité aux grands clients et aux particuliers (hausse de tarif résidentiel 2005 : gaz +20 % et électricité +16 %), a eu un impact très important sur le chiffre d'affaires mais pas d'impact net significatif sur l'EBE. Parallèlement les volumes distribués et vendus ont cru d'environ 3 % par rapport à 2004, permettant à EDF Energy de conforter sa place de leader dans la distribution et d'atteindre le 1er rang des commercialisateurs grands clients au Royaume-Uni.

Les dépenses d'exploitation (hors énergie, combustibles et péages de transport/distribution) sont stables et ce malgré le développement de nouveaux projets et l'évolution des charges de retraites.

La contribution d'EDF Energy au résultat net part du Groupe, de 442 millions d'euros en 2005, est inférieure à celle de 2004 et 2004 pro forma de 6,9 %. Si l'on exclut la plus-value de cession de Paypoint en 2004, la contribution d'EDF Energy au résultat net part du Groupe progresse de 4,7 % en 2005.

9.4.3.3 Allemagne

			Variations	
Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	**2005**	**2004 et 2004 pro forma**	**05/04**	**05/04 (en %)**
Chiffre d'affaires	5 005	4 627	378	8,2 %
EBE	905	903	2	0,2 %
Résultat net part du Groupe	**224**	**152**	**72**	**47,4 %**

La contribution d'EnBW au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 005 millions d'euros, en augmentation de 8,2 % par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Hors effet de périmètre (notamment sortie d'Hidrocantabrico et de Salamander en 2004, entrée de GASO au second semestre 2004 et des sociétés tchèques PRE et PT en 2005, et diminution de la participation de EDF dans EnBW), l'activité est en croissance de 14,6 %. Cette croissance s'explique, pour l'électricité, à la fois par une hausse des volumes (ventes en gros) et par une hausse des prix (clients finaux et des distributeurs) dans un marché où les prix de gros de l'électricité ont augmenté de 58,6 % en 2005. La croissance du chiffre d'affaires gaz est quant à elle essentiellement liée à un effet prix consécutif à l'augmentation des coûts d'approvisionnement.

La contribution de EnBW à l'EBE du Groupe est de 905 millions d'euros en hausse de 0,2 %. Hors effet de périmètre, la croissance organique est de 41 millions d'euros, soit 4,5 %. Elle traduit la croissance du chiffre d'affaires minorée de la forte augmentation des achats d'énergie liée au renchérissement du coût des combustibles, sans impact net significatif sur l'EBE.

La contribution de EnBW au résultat net part du Groupe est de 224 millions, en progression de 47,4 % et résulte notamment de

[26] Voir la note de bas de page n° 25.

la diminution des charges financières sur une dette réduite. A périmètre constant, l'augmentation est de 31,6 %.

9.4.3.4 Reste de l'Europe

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 et 2004 pro forma	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
Chiffre d'affaires	6 377	4 748	1 629	34,3 %
EBE	1 593	1 237	356	28,8 %
Résultat net part du Groupe	**870**	**396**	**474**	**x 2,2**

La contribution du Reste de l'Europe au chiffre d'affaires du Groupe est de 6 377 millions d'euros en 2005, en croissance de 34,3 % par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Cette croissance incorpore des effets de périmètre importants (incluant notamment l'entrée d'Edison depuis le 1er octobre 2005 avec 1 011 millions d'euros de chiffre d'affaires), ainsi qu'un effet de change favorable sur la Pologne de 75 millions d'euros. A périmètre et change constants, la croissance organique est de 496 millions d'euros, soit 10,4 % par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Cette augmentation est principalement localisée dans les pays d'Europe centrale (voir section 9.4.4.2 ci-après).

La contribution du Reste de l'Europe à l'EBE du Groupe est de 1 593 millions d'euros, en augmentation de 28,8 % du fait de la croissance organique sur la zone (14,6 %), ainsi que de produits de cessions, notamment immobilières et de déconsolidation, pour 142 millions d'euros.

La contribution du Reste de l'Europe au résultat net part du Groupe est de 870 millions d'euros. Elle double par rapport à celle de 2004 et 2004 pro forma et s'explique notamment, outre les éléments mentionnés ci-dessus, par des plus-values de cession de 250 millions d'euros réalisées par EDFI au titre du désengagement en Amérique latine et des pertes de valeur moindres en 2005 qu'en 2004.

9.4.3.5 Reste du monde

Exercices clos au 31 décembre (en millions d'euros)	2005	2004 et 2004 pro forma	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
Chiffre d'affaires	2 869	2 115	754	35,7 %
EBE	684	521	163	31,3 %
Résultat net part du Groupe	**205**	**(1 145)**	**1 350**	**NS**

Le chiffre d'affaires des filiales dans le Reste du monde est de 2 869 millions d'euros en 2005, en hausse de +35,7 %. Hors effet de change favorable de 251 millions d'euros, essentiellement au Brésil, et effet périmètre de –148 millions d'euros (passage en équivalence d'Edenor), la croissance organique est de 30,6 %. Elle bénéficie notamment de la mise en service de nouveaux moyens de production au Mexique et en Asie, et d'un contexte plus favorable au Brésil.

Au Brésil (groupe Light et centrale de Norte Fluminense), où le chiffre d'affaires est de 1 629 millions d'euros en 2005, la progression est de 46,2 %. Hors effet de change, la croissance organique résulte principalement d'un effet tarif, ainsi que de la hausse de la consommation des ménages. Au Mexique, où le chiffre d'affaires a atteint 661 millions d'euros, la croissance est de 40,3 % en raison de la mise en service et de la montée en puissance des nouvelles centrales (notamment Rio Bravo IV (Valle Hermoso) mise en service en avril 2005). La contribution des filiales en Asie est de 330 millions d'euros, en hausse de 93,0 %, notamment grâce à la mise en service commerciale de la centrale de Phu My au Vietnam en février 2005.

La contribution du Reste du monde à l'EBE du Groupe est de 684 millions d'euros en 2005, en augmentation de 163 millions d'euros (+31,3 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma.

La contribution du Reste du monde au résultat net part du Groupe est de 205 millions d'euros, en hausse de 1 350 millions d'euros par rapport à 2004 et 2004 pro forma, du fait notamment de l'effet des pertes de valeur d'actifs enregistrées en 2004 (–1 060 millions d'euros en Amérique latine). La contribution du Brésil au résultat net du Groupe est en progression significative à 136 millions d'euros, celle du Mexique est à l'équilibre, et celle des filiales asiatiques est en progression de 92 % à 73 millions d'euros.

En Argentine, le chiffre d'affaires d'Edenor est de 234 millions d'euros et son EBE de 34 millions d'euros pour les huit mois intégrés globalement dans les comptes consolidés d'EDF, la société étant mise en équivalence à compter du 1er septembre 2005. La contribution de l'Argentine au résultat net part du Groupe est à l'équilibre en 2005.

9.4.4 Analyse comparative détaillée des comptes au 31 décembre 2005 et au 31 décembre 2004

9.4.4.1 Comptes de Résultat consolidés 2005 et 2004

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004
Chiffre d'affaires	**51 051**	**46 150**	**46 788**
Achats de combustibles et d'énergie	(16 693)	(13 486)	(13 486)
Autres consommations externes	(9 109)	(8 748)	(8 748)
Charges de personnel	(9 834)	(9 045)	(8 744)
Impôts et taxes	(3 095)	(2 827)	(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	690	514	434
Excédent brut d'exploitation (EBE)	**13 010**	**12 558**	**13 417**
Dotations aux amortissements	(5 036)	(4 842)	(4 842)
Pertes de valeur	(147)	(1 373)	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	251	(190)	(190)
Résultat d'exploitation	**8 078**	**6 153**	**7 012**
Coûts de l'endettement financier brut	(1 472)	(1 568)	(1 568)
Charges d'actualisation	(2 526)	(2 432)	(4 969)
Autres produits et charges financiers	539	943	1 105
Résultat financier	**(3 459)**	**(3 057)**	**(5 432)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**4 619**	**3 096**	**1 580**
Impôts sur les résultats	(1 451)	(1 605)	(1 072)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	182	103	103
Résultat net des activités en cours d'abandon	0	0	0
Résultat net consolidé	**3 350**	**1 594**	**611**
dont résultat net part des minoritaires	108	(13)	(13)
dont résultat net part du Groupe	**3 242**	**1 607**	**624**
Résultat net par action en euro (€)	**1,97**		

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1er janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004.

L'information financière pro forma 2004 intégrant les seuls effets de la loi du 9 août 2004 est communiquée pour le compte de résultat à fin de meilleure comparabilité des exercices 2005 et 2004. Un tableau de passage du compte de résultat au 31 décembre 2004 au compte de résultat pro forma au 31 décembre 2004 figure en note 7.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

9.4.4.2 Chiffres d'affaires

Chiffre d'affaires du Groupe

Le tableau suivant présente l'évolution de la contribution au chiffre d'affaires du Groupe de chaque segment entre 2005 et 2004 :

				Variations		Variations	
Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	05/04 pro forma	05/04 pro forma (%)	05/04	05/04 (%)
France	30 126	28 703	29 341	1 423	5,0	785	2,7
Royaume-Uni	6 674	5 957	5 957	717	12,0	717	12,0
Allemagne	5 005	4 627	4 627	378	8,2	378	8,2
Reste de l'Europe	6 377	4 748	4 748	1 629	34,3	1 629	34,3
Reste du monde	2 869	2 115	2 115	754	35,7	754	35,7
Total Groupe	**51 051**	**46 150**	**46 788**	**4 901**	**10,6**	**4 263**	**9,1**

En 2005, le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 51 051 millions d'euros, en augmentation de 4 263 millions d'euros par rapport à 2004 (soit +9,1 %) et de 4 901 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma (soit +10,6 %). Il intègre la mise en place de la CTA pour un montant de 714 millions d'euros (l'effet « CTA » est intégré dans le chiffre d'affaires pro forma à hauteur de 639 millions d'euros) et l'application des normes IAS 32 et 39 depuis le 1er janvier 2005, ainsi que la contribution du groupe Edison au chiffre d'affaires du Groupe depuis le 1er octobre 2005 (soit 1 011 millions d'euros).

L'augmentation du chiffre d'affaires de 4 901 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma s'analyse en :

- Une croissance organique de 3 813 millions d'euros (+8,3 %). Celle-ci résulte essentiellement de la hausse des prix de l'énergie en Europe, et de la mise en service de moyens de production à l'international. Elle est de 4,0 % en France, légèrement supérieure à 14 % au Royaume-Uni et en Allemagne, 10,4 % dans le Reste de l'Europe et de près de 30 % dans le Reste du monde ;
- Des variations de périmètre à hauteur de 461 millions d'euros (+1,0 %), dont Edison pour 1 011 millions d'euros ;
- Un effet favorable de 325 millions d'euros (+0,7 %) dû au changement de méthode relative à l'externalisation des achats pour la compensation des pertes électriques sur le réseau de distribution en France à compter du second semestre 2004 ;
- 302 millions d'euros (+0,6 %) d'effet favorable de conversion résultant principalement de l'appréciation des monnaies locales au Brésil et en Pologne.

L'analyse du chiffre d'affaires du Groupe a évolué par rapport à celle utilisée pour les exercices précédents. Le chiffre d'affaires du Groupe est désormais présenté de la manière suivante :

				Variations		Variations	
Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	05/04 pro forma	05/04 pro forma (%)	05/04	05/04 (%)
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie(1)	47 058	42 224	42 862	4 834	11,4	4 196	9,8
Autres ventes de biens et de services(2)	3 575	3 532	3 532	43	1,2	43	1,2
Variation de la juste valeur des contrats de matières premières(3)	(13)			(13)	NA	(13)	NA
EDF Trading(4)	431	394	394	37	9,4	37	9,4
Total Groupe	**51 051**	**46 150**	**46 788**	**4 901**	**10,6**	**4 263**	**9,1**

(1.) « **Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie** » comprend les ventes d'électricité et de gaz livrées aux clients finals ou aux contreparties du marché de gros, y compris les recettes d'acheminement.
(2.) « **Autres ventes de biens et de services** » comprend les prestations d'ingénierie et de conseil, ainsi que les services énergétiques.
(3.) « **Variation de la juste valeur des contrats de matières premières** » (en application des normes IAS 32 et 39) comprend les variations positives et négatives de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie sur chiffre d'affaires.
(4.)« **EDF Trading** » comprend les résultats réalisés (ensemble des paiements reçus / versés au titre des instruments négociés dans le cadre des activités de trading) et tous les résultats latents (variations positives et négatives de juste valeur de l'ensemble des dérivés).

Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie

Les ventes d'énergie et de services liés à l'énergie proviennent des segments géographiques suivants :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	Variations 05/04 pro forma	Variations 05/04 pro forma (%)	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
France	29 486	27 980	28 618	1 506	5,4	868	3,0
Royaume-Uni	6 347	5 621	5 621	726	12,9	726	12,9
Allemagne	4 762	4 253	4 253	509	12,0	509	12,0
Reste de l'Europe	3 590	2 255	2 255	1 335	59,2	1 335	59,2
Reste du monde	2 873	2 115	2 115	758	35,8	758	35,8
Total Groupe	47 058	42 224	42 862	4 834	11,4	4 196	9,8

A l'exception du segment **Reste de l'Europe,** les ventes d'énergie et de services liés à l'énergie représentent l'essentiel du chiffre d'affaires de chacun des segments géographiques.

Autres ventes de biens et de services

Les « Autres ventes de biens et de services » sont essentiellement réalisées par Dalkia dont la totalité du chiffre d'affaires est constitué de services énergétiques et de prestations d'ingénierie en France. Dans une moindre mesure, EDF Energy, EnBW, Fenice en Italie et TIRU contribuent également au chiffre d'affaires généré par ces ventes.

Segment « France »

En **France,** le chiffre d'affaires s'établit à 30 126 millions d'euros en 2005, en progression de 2,7 % par rapport à 2004 et de 5,0 % par rapport à 2004 pro forma.

L'écart entre 2004 et 2004 pro forma provient de la CTA mise en place au 1er janvier 2005 et dont l'effet a été simulé dans les comptes 2004 pro forma. La simulation de cette taxe au titre de l'exercice 2004 a résulté en une diminution du chiffre d'affaires France de 639 millions dans 2004 pro forma par rapport à 2004 (voir section 9.2 du présent Document de Référence et les notes 7.1 et 7.3 de l'annexe aux comptes consolidés 2005). En 2005, la CTA s'est élevée à 714 millions d'euros.

L'augmentation du chiffre d'affaires de 1 423 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma se décompose en :

– un effet favorable de 1,0 % essentiellement dû à un changement de méthode relatif à l'externalisation des achats pour la compensation des pertes électriques du réseau de distribution, effectuées pour l'essentiel à l'extérieur du Groupe en 2005, qui a généré, toutes choses étant égales par ailleurs, une capacité supplémentaire de vente sur les marchés à partir du 1er juillet 2004 ;

– une croissance de l'activité de 4,0 % incluant un effet prix favorable principalement lié à la hausse des prix sur les ventes d'EDF sur les marchés de gros et un effet volume favorable dû en partie à un climat plus froid qui a contribué à l'accroissement du chiffre d'affaires des activités non régulées et régulées. Cet effet climatique est calculé par rapport à 2004, et déterminé en retenant le prix du marché.

Le tableau suivant détaille l'évolution du chiffre d'affaires du segment France, selon la distinction Activités régulées / Activités non régulées, entre 2005 et 2004 pro forma :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	Variations 05/04 pro forma	Variations 05/04 pro forma (%)
Activités régulées	12 725	12 493	232	1,9
Activités non régulées	18 190	17 213	977	5,7
Eliminations	(789)	(1 003)	214	(21,3)
Chiffre d'affaires France	**30 126**	**28 703**	**1 423**	**5,0**

Le chiffre d'affaires des **Activités régulées** en 2005 s'élève à 12 725 millions d'euros, en augmentation de 232 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma, soit une hausse de 1,9 %. Cette augmentation s'explique essentiellement par la croissance globale des volumes acheminés par les réseaux (clients éligibles et clients non éligibles) dans le cadre des activités Distribution et Transport.

Le chiffre d'affaires des **Activités non régulées** en 2005 s'élève à 18 190 millions d'euros, en augmentation de 977 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma, soit une hausse de 5,7 % principalement due à l'augmentation des prix de marchés de gros et à un effet volume favorable lié notamment au climat.

Les opérations internes faisant l'objet d'éliminations au sein du chiffre d'affaires, soit 789 millions d'euros en 2005 (en diminution de 214 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma) concernent essentiellement les flux d'énergie entre activités. La diminution constatée en 2005 est essentiellement due à la baisse des achats

internes d'énergie à la production par les réseaux de distribution pour compenser les pertes électriques de réseau. Ces achats sont réalisés sur le marché de gros depuis le 1er juillet 2004.

Autres Segments

Au **Royaume-Uni,** le chiffre d'affaires de EDF Energy s'établit à 6 674 millions d'euros en 2005, en augmentation de 717 millions d'euros, soit +12,0 % par rapport à 2004 et 2004 pro forma. L'effet de périmètre est négatif à hauteur de 102 millions d'euros, dû au changement de mode de consolidation de la société Metronet, mise en équivalence à compter du 1er juillet 2004. L'effet de change est négatif de 34 millions d'euros. En excluant les effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires augmente de 853 millions d'euros (soit +14,3 %). Cette augmentation reflète principalement la répercussion de la hausse des prix d'achat d'énergie et de combustibles sur les prix de ventes aux clients industriels, ainsi que l'augmentation des tarifs des segments Résidentiels et PME/PMI.

En **Allemagne,** la contribution d'EnBW au chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 5 005 millions d'euros en 2005, en augmentation de 378 millions d'euros, soit +8,2 % par rapport à 2004 et 2004 pro forma. L'effet de périmètre est de –299 millions d'euros, lié principalement aux cessions de Hidrocantabrico, APCOA et Salamander à hauteur de –389 millions d'euros, et au changement de la quote-part d'intérêt de EDF dans EnBW (–31 millions d'euros) partiellement compensé par l'entrée de périmètre de GASO (+63 millions d'euros) et par la consolidation par intégration proportionnelle des sociétés tchèques Pražská Energetika et de Pražská Teplárenská (+56 millions d'euros). Hors ces effets, la croissance organique constitue le principal élément de l'évolution à +677 millions d'euros (soit +14,6 %) et s'explique, pour l'électricité, à la fois par une hausse des volumes (ventes en gros) et par une hausse des prix (marché des clients finaux et des distributeurs). La croissance du chiffre d'affaires gaz est essentiellement liée à la répercussion sur les prix de vente de l'augmentation des coûts d'approvisionnement.

Dans le **Reste de l'Europe,** le chiffre d'affaires s'établit à 6 377 millions d'euros en 2005, en augmentation de 1 629 millions d'euros (soit +34,3 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Hors effets de périmètre en Italie (prise en compte d'Edison pour 1 011 millions d'euros sur le dernier trimestre), et de change, cette évolution est de +496 millions d'euros (soit +10,4 %). La progression est principalement localisée au sein des entités ou pays ci-après :

- EDF Trading, dont l'activité progresse grâce au maintien des bonnes performances sur le marché électrique et à la croissance de celui des hydrocarbures, a dégagé une marge brute de trading de 431 millions d'euros, en progression de 9,4 % ;
- les pays d'Europe centrale (y compris Autriche), où le chiffre d'affaires progresse de 13,3 % notamment grâce à la mise en service du bloc gaz de Zielona Gora en Pologne, et en Hongrie où Demasz a vu une augmentation de ses ventes sur le marché libre et une hausse des tarifs régulés à compter de février 2005 ;
- Dalkia dont le développement se traduit par une progression de 15,1 % du chiffre d'affaires ; et
- EDF Energia Italia qui réalise un chiffre d'affaires de 98 millions d'euros, en progression de 22,9 % du fait de la hausse des prix ainsi que de celle des volumes et des ventes de services.

Dans le **Reste du monde,** le chiffre d'affaires s'établit à 2 869 millions d'euros en 2005, en augmentation de 754 millions d'euros (soit +35,7 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Hors effets de périmètre (–6,9 %) et de change (+12,0 %), la croissance organique est de +30,6 %.

- Au **Brésil,** le chiffre d'affaires s'établit à 1 629 millions d'euros en 2005, en augmentation de 515 millions d'euros (soit +46,2 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Hors effet de change, la hausse du chiffre d'affaires est de +23,7 % et s'explique essentiellement par un effet tarif et par une reprise de la consommation des particuliers.
- Au **Mexique,** le chiffre d'affaires s'établit à 661 millions d'euros en 2005, en augmentation de 190 millions d'euros (soit +40,3 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Cette augmentation s'explique notamment par la mise en service de la centrale Rio Bravo IV (Valle Hermoso) en avril 2005 et par la contribution des centrales d'Altamira et de Saltillo (hausse du prix du gaz).
- En **Asie,** le chiffre d'affaires s'établit à 330 millions d'euros en 2005, en augmentation de 159 millions d'euros (soit +93,0 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma grâce à la mise en service commerciale de la centrale de Phu My au Vietnam en février 2005.

9.4.4.3 Achats de combustibles et d'énergie

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 16 693 millions d'euros, en augmentation de 3 207 millions d'euros (soit +23,8 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma, portés par la croissance de 24,3 % des achats d'énergie qui représentent 63,1 % de l'ensemble de ces achats, et dans une moindre mesure par l'intégration d'Edison dans le périmètre de consolidation à compter du 1er octobre 2005. L'évolution entre 2005 et 2004 est de 16,9 % à taux de change, réglementation et périmètre constants.

Le tableau suivant présente l'évolution des achats de combustibles et d'énergie entre 2005 et 2004 :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 et 2004 pro forma	Variations	
			05/04	05/04 (%)
Achats consommés de combustibles — production d'énergie	(6 587)	(5 221)	(1 366)	26,2
Achats d'énergie	(10 528)	(8 470)	(2 058)	24,3
Résultat de couverture	50	—	50	NS
(Dotations) et reprises de provisions[1]	372	205	167	81,5
Total Groupe	**(16 693)**	**(13 486)**	**(3 207)**	**23,8**

(1) liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie

Le tableau suivant présente l'évolution des achats consommés de combustibles et d'énergie par segment entre 2005 et 2004 :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 et 2004 pro forma	Variations	
			05/04	05/04 (%)
France	(6 749)	(5 906)	(843)	14,3
Royaume-Uni	(3 208)	(2 601)	(607)	23,3
Allemagne	(2 271)	(1 924)	(347)	18,0
Reste de l'Europe	(2 782)	(1 793)	(989)	55,2
Reste du monde	(1 683)	(1 262)	(421)	33,4
Total Groupe	**(16 693)**	**(13 486)**	**(3 207)**	**23,8**

Le tableau suivant présente l'évolution des achats de combustibles et d'énergie **en France** entre 2005 et 2004 :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 et 2004 pro forma	Variations	
			05/04	05/04 (%)
Achats consommés de combustibles — production d'énergie	(3 259)	(3 013)	(246)	8,2
Achats d'énergie	(3 822)	(3 206)	(616)	19,2
Résultat de couverture	0	0	0	NA
(Dotations) et reprises de provisions[1]	332	313	19	6,1
Total France	**(6 749)**	**(5 906)**	**(843)**	**14,3**

(1) liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie

En France, l'énergie fournie aux clients finaux et aux marchés provient pour l'essentiel de la production d'EDF soit 481,5 TWh (+0,3 % par rapport à 2004). Une croissance forte de la production du thermique à flamme (+30 %, soit +5 TWh) et une légère hausse de la production nucléaire (+0,5 %, soit +2 TWh, le coefficient de disponibilité étant passé de 82,8 % en 2004 à 83,4 % en 2005) ont permis de compenser la baisse de 16 %, soit –6 TWh, de la production hydraulique, conséquence de la sécheresse encore accentuée en 2005. L'hydraulicité a été particulièrement faible sur chacun des deux semestres de l'année 2005, contrairement à 2004 où la sécheresse ne s'était manifestée que sur le second semestre.

En France, les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 6 749 millions d'euros en 2005, en augmentation de 843 millions d'euros (soit +14,3 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. En 2005, l'externalisation des achats en France pour la compensation des pertes électriques du distributeur a entraîné une augmentation de 325 millions d'euros des achats d'énergie. En excluant cet effet, la hausse des achats de combustibles et d'énergie est de 9,5 % et s'explique essentiellement par l'augmentation des consommations de combustibles fossiles liée à la croissance de la production thermique à flamme et par la hausse des prix d'achat de l'électricité.

Au Royaume-Uni, les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 3 208 millions d'euros en 2005, en augmentation de 607 millions d'euros (soit +23,3 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Cette augmentation s'explique par l'évolution des prix des matières premières (notamment du gaz) reflétée notamment par l'évolution des prix du marché de gros d'électricité de 89,7 %, passant de 41,12 €/MWh (prix moyen) en janvier 2005 à 78,03 €/MWh (prix moyen) en décembre 2005.

En Allemagne, les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 2 271 millions d'euros en 2005, en augmentation de 347 millions d'euros (+18 %). Hors effet périmètre, la hausse est de 442 millions d'euros. Cette hausse résulte essentiellement de l'augmentation des coûts d'approvisionnement de gaz et d'électricité.

Dans le **Reste de l'Europe,** les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 2 782 millions d'euros en 2005, en augmentation de 989 millions d'euros (soit +55,2 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Cette évolution s'explique pour 621 millions d'euros par un effet périmètre lié à l'intégration d'Edison. Hors effet périmètre, elle traduit notamment d'une part, l'augmentation de l'activité et d'autre part, pour 38 millions d'euros, des effets de change défavorables.

Dans le **Reste du monde,** les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 1 683 millions d'euros en 2005, en augmentation de 421 millions d'euros (soit +33,4 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Hors effets change et périmètre, cette augmentation est de 28,8 %, principalement liée à la mise en service de nouvelles centrales et à l'accroissement des coûts d'approvisionnement en gaz.

9.4.4.4 Autres consommations externes

Les autres consommations externes augmentent de 361 millions d'euros (soit +4,1 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. A taux de change et périmètre constants, les autres consommations externes croissent de 3,8 %.

Les autres consommations externes se répartissent comme suit :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 et 2004 pro forma	Variations	
			05/04	05/04 (%)
Services extérieurs	(8 206)	(7 785)	(421)	5,4
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(2 581)	(2 439)	(142)	5,8
Acheminement et serv. réseau de transport	(531)	(556)	25	(4,5)
Production stockée et immobilisée	2 094	1 825	269	14,7
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	115	207	(92)	(44,4)
Autres consommations externes	**(9 109)**	**(8 748)**	**(361)**	**4,1**

Le tableau suivant présente l'évolution des autres consommations externes par segment entre 2005 et 2004.

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 et 2004 pro forma	Variations	
			05/04	05/04 (%)
France	(5 109)	(5 313)	204	(3,8)
Royaume-Uni	(1 286)	(1 317)	31	(2,4)
Allemagne	(1 320)	(1 193)	(127)	10,6
Reste de l'Europe	(1 205)	(873)	(332)	38,0
Reste du monde	(189)	(52)	(137)	263,5
Total Groupe	**(9 109)**	**(8 748)**	**(361)**	**4,1**

En **France,** les autres consommations externes s'établissent à 5 109 millions d'euros en 2005, en diminution de 204 millions d'euros (–3,8 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Des gains de productivité (programme Altitude) ont permis de compenser la hausse des coûts de maintenance liés à la production thermique, ainsi que les coûts de transformation liés à la réorganisation des activités de Commercialisation et de Distribution dans le cadre de l'ouverture progressive du marché.

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 et 2004 pro forma	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
Services extérieurs	(5 418)	(5 491)	73	(1,3)
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(957)	(965)	8	(0,8)
Acheminement et serv. réseau de transport	(69)	(82)	13	(15,9)
Production stockée et immobilisée	1 216	1 136	80	7,0
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	119	89	30	33,7
Total France	**(5 109)**	**(5 313)**	**204**	**(3,8)**

Au **Royaume-Uni,** les autres consommations externes s'établissent à 1 286 millions d'euros en 2005, en diminution de 31 millions d'euros (soit –2,3 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Ce résultat s'explique à la fois par un effet périmètre favorable (changement de méthode de consolidation de Metronet) et par la compensation de l'augmentation des achats due au développement de l'activité réseaux privés par la diminution des « autres achats ».

En **Allemagne,** les autres consommations externes s'établissent à 1 320 millions d'euros en 2005, en hausse de 127 millions d'euros (+10,6 %). L'effet périmètre est favorable de 136 millions d'euros du fait de la sortie de périmètre des activités de Salamander et de Hidrocantabrico. Hors effet périmètre, ces charges sont en hausse de 263 millions d'euros, soit +22 %, du fait, notamment, de l'augmentation des dépenses de maintenance.

Dans le **Reste de l'Europe,** les autres consommations externes s'établissent à 1 205 millions d'euros en 2005, en augmentation de 332 millions d'euros (soit +38 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Hors effets change et périmètre lié à la consolidation d'Edison, l'augmentation n'est plus que de 71 millions d'euros, soit 8,1 %. Cette croissance est principalement due au développement d'EnXco (45 millions d'euros (parc éolien)), ainsi qu'à l'augmentation des dépenses de maintenance programmée (révision décennale).

Dans le **Reste du monde,** les autres consommations externes s'établissent à 189 millions d'euros en 2005, en augmentation de 137 millions d'euros (+263,5 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Hors effets change et périmètre, l'augmentation est de 140 millions d'euros. Les IPP au Mexique contribuent à cette augmentation ainsi que l'Asie (mise en service de la centrale de Phu My au Vietnam) et le Brésil avec ses principales entités, Light et Norte Fluminense.

9.4.4.5 Charges de personnel

Les charges de personnel s'établissent à 9 834 millions d'euros en 2005, en augmentation de 1 091 millions d'euros (soit +12,5 %) par rapport à 2004 et en augmentation de 788 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma (soit +8,7 %).

L'évolution des charges de personnel se répartit comme suit entre les différents segments :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	Variations 05/04 pro forma	Variations 05/04 pro forma (%)	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
France	(7 722)	(7 135)	(6 833)	(587)	8,2	(889)	13,0
Royaume-Uni	(629)	(546)	(546)	(83)	15,2	(83)	15,2
Allemagne	(565)	(546)	(546)	(19)	3,5	(19)	3,5
Reste de l'Europe	(811)	(722)	(722)	(89)	12,3	(89)	12,3
Reste du monde	(107)	(96)	(96)	(11)	11,5	(11)	11,5
Total Groupe	**(9 834)**	**(9 045)**	**(8 743)[27]**	**(789)**	**8,7**	**(1 091)**	**12,5**

En **France,** les charges de personnel s'établissent à 7 722 millions d'euros en 2005, en hausse de 889 millions d'euros (soit +13,0 %) par rapport à 2004, et de 587 millions d'euros (soit +8,2 %) par rapport à 2004 pro forma. Cette hausse s'explique

[27] La finalisation des travaux relatifs à la transition IFRS a conduit à des reclassements entre la ligne « Autres produits et charges opérationnels » et la ligne « Charges de personnel ». Ces reclassements se traduisent par rapport aux comptes consolidés au 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS (présentés à la section 5.9.4 de l'Actualisation du Document de Base) par une augmentation des charges de personnel de 173 millions d'euros et une réduction correspondante des autres charges opérationnelles.

principalement par les avantages accordés aux salariés dans le cadre de l'ouverture du capital enregistrés en charge de personnel conformément à la norme IFRS 2 à hauteur de 329 millions d'euros (hors abondement) et par la progression des rémunérations (les efforts de productivité et la diminution des dotations nettes aux provisions pour litiges avec des organismes sociaux sont plus que compensées par l'augmentation de la masse salariale).

L'écart de 302 millions d'euros entre 2004 et 2004 pro forma s'explique par l'impact de la réforme de financement des retraites dans le cadre de la loi du 9 août 2004 (voir note 7 de l'annexe aux comptes consolidés 2005).

Au **Royaume-Uni,** les charges de personnel s'établissent à 629 millions d'euros en 2005, en progression de 83 millions d'euros, soit +15,2 % par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Hors effet de change, effet de périmètre et avantages accordés aux salariés dans le cadre de l'ouverture du capital (–6 millions d'euros), ces charges augmentent de 79 millions d'euros du fait principalement de la hausse du coût des retraites et des salaires (+3,5 %) et de l'internalisation des activités de relève des compteurs.

En **Allemagne,** la contribution de EnBW aux charges de personnel s'établit à 565 millions d'euros en 2005, en augmentation de 19 millions d'euros (soit +3,5 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. L'effet périmètre est favorable à hauteur de 44 millions d'euros. Hors effet périmètre, les charges de personnel sont en hausse de 63 millions d'euros (soit +11,5 %), sous l'effet conjugué de l'augmentation des prestations retraites, de la hausse des salaires négociée au niveau national par la branche, ainsi que d'un renforcement de certaines équipes.

Dans le **Reste de l'Europe,** les charges de personnel s'établissent à 811 millions d'euros en 2005, en augmentation de 89 millions d'euros (soit +12,3 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Hors effet de change sur les monnaies hongroise et polonaise (–10 millions d'euros) et de périmètre (Edison contribuant à cette augmentation à hauteur de 30 millions d'euros), l'augmentation est de 49 millions d'euros, soit +6,6 % et la principale hausse provient du développement de Dalkia International pour 28 millions d'euros (développement de l'activité, croissance des effectifs) et des pays d'Europe Centrale (Pologne et Hongrie) pour 26 millions d'euros (hausse des salaires de la zone et accroissement des effectifs de Demasz lié au développement des ventes sur le marché libre).

Dans le **Reste du monde,** les charges de personnel s'établissent à 107 millions d'euros en 2005, en augmentation de 11 millions d'euros (soit +11,5 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Hors effets change et périmètre, l'augmentation est de 13 millions d'euros et s'explique essentiellement par des augmentations de salaires et des effectifs au Brésil.

9.4.4.6 Impôts et taxes

Les impôts et taxes, hors impôts sur les sociétés, s'établissent à 3 095 millions d'euros en 2005, en augmentation de 268 millions d'euros (soit +9,5 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma.

L'évolution des impôts et taxes se répartit comme suit :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 et 2004 pro forma	Variations	
			05/04	05/04 (%)
France	(2 762)	(2 542)	(220)	8,7
Royaume-Uni	(120)	(118)	(2)	1,7
Allemagne	(20)	(6)	(14)	233,3
Reste de l'Europe	(177)	(151)	(26)	17,2
Reste du monde	(16)	(10)	(6)	60,0
Total Groupe	**(3 095)**	**(2 827)**	**(268)**	**9,5**

L'augmentation en France des impôts et taxes provient notamment de l'assujettissement d'EDF à la contribution Organic dont elle est redevable depuis sa transformation en société anonyme et de l'évolution de la taxe professionnelle et de la taxe sur les voies navigables.

9.4.4.7 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'établissent à 690 millions d'euros en 2005, en progression de 256 millions d'euros (soit +59 %) par rapport à 2004 et de 176 millions d'euros (soit +34,2 %) par rapport à 2004 pro forma.

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent de la façon suivante :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	Variations 05/04 pro forma	Variations 05/04 pro forma (%)	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
Subventions d'exploitation[1]	1 314	1 571	1 571	(257)	(16,4)	(257)	(16,4)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(489)	(563)	(645)	74	(13,1)	156	(24,2)
Résultat de déconsolidation	98	0	0	98	N.S.	98	N.S.
Résultat de cession d'immobilisations	114	81	81	33	40,7	33	40,7
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(30)	(75)	(75)	45	(60,0)	45	(60,0)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	(133)	(131)	(131)	(2)	1,5	(2)	1,5
Autres produits et autres charges	(184)	(369)	(367)	185	(50,1)	183	(49,9)
Autres produits et charges opérationnels	**690**	**514**	**434**[28]	**176**	**34,2**	**256**	**59,0**

(1) Les subventions d'exploitation comprennent essentiellement les montants dus à EDF au titre de la compensation des charges imputables aux missions de service public.

Les autres produits et charges opérationnels se répartissent géographiquement de la façon suivante :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	Variations 05/04 pro forma	Variations 05/04 pro forma (%)	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
France	675	716	636	(41)	(5,7)	39	6,1
Royaume-Uni	(62)	1	1	(63)	NS	(63)	NS
Allemagne	76	(55)	(55)	131	NS	131	NS
Reste de l'Europe	191	26	26	165	634,6	165	634,6
Reste du monde	(190)	(174)	(174)	(16)	9,2	(16)	9,2
Total Groupe	**690**	**514**	**434**	**176**	**34,2**	**256**	**59,0**

En **France,** les autres produits opérationnels incluent la Contribution au Service Public de l'Electricité (« CSPE »)[29] à hauteur de 1301 millions d'euros en 2005 et 1561 millions d'euros en 2004. La baisse de la CSPE entre 2005 et 2004 s'explique de la manière suivante :

– En 2004, un rectificatif de 157 millions d'euros au titre de 2002 et un rectificatif de –55 millions d'euros au titre de 2003 avaient été notifiés par la CRE et constatés sur l'exercice.

– En 2005, une réduction nette de 139 millions d'euros a été prise en compte (qui correspond à un rectificatif de +5 millions d'euros notifié par la CRE au titre des exercices antérieurs et une prise en compte à hauteur de –144 millions d'euros de la régularisation attendue au titre de l'exercice 2005).

Au **Royaume-Uni,** les autres produits et charges opérationnels sont en augmentation de 63 millions d'euros par rapport à l'année précédente. Cette augmentation s'explique par les charges au titre des droits d'émission de CO_2 ainsi que par de moindres produits de cessions d'immobilisation.

En **Allemagne,** les autres produits et charges opérationnels s'établissent à 76 millions d'euros, en amélioration de 131 millions d'euros par rapport à 2004 et 2004 pro forma.

L'amélioration des autres produits et charges opérationnels dans le **Reste de l'Europe** s'explique notamment par des profits de déconsolidation ainsi que par la contribution d'Edison.

[28] Voir la note de bas de page n° 27.

[29] Le montant définitif de cette subvention, dont le but est de financer les surcoûts liés aux missions de service public, est définitivement arrêté par la CRE en N+1, voire N+2 au titre de l'année N.

9.4.4.8 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE s'établit à 13 010 millions d'euros en 2005, en diminution de 407 millions d'euros (soit –3,0 %) par rapport à 2004 et en augmentation de 452 millions d'euros (soit +3,6 %) par rapport à 2004 pro forma.

L'EBE s'analyse par segment comme suit :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004[30]	Variations 05/04 pro forma	Variations 05/04 pro forma (%)	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
France	8 459	8 521	9 380	(62)	(0,7)	(921)	(9,8)
Royaume-Uni	1 369	1 376	1 376	(7)	(0,5)	(7)	(0,5)
Allemagne	905	903	903	2	0,2	2	0,2
Reste de l'Europe	1 593	1 237	1 237	356	28,8	356	28,8
Reste du monde	684	521	521	163	31,3	163	31,3
Total Groupe	**13 010**	**12 558**	**13 417**	**452**	**3,6**	**(407)**	**(3,0)**

En **France,** l'EBE s'établit à 8 459 millions d'euros en 2005, en baisse de 9,8 % par rapport à 2004 et de 0,7 % par rapport à 2004 pro forma.

L'écart de 859 millions d'euros entre l'EBE 2004 pro forma et l'EBE 2004 s'explique essentiellement par la prise en compte de la CTA pour 638 millions d'euros et par l'effet de la loi du 9 août 2004 sur les frais de personnel (302 millions d'euros).

Hors effet de l'offre réservée aux salariés dans le cadre de l'introduction en bourse qui a eu un impact de 329 millions sur l'EBE, la progression de l'EBE entre 2005 et 2004 pro forma est de 3,1 %.

La variation de l'EBE s'analyse comme suit :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	Variations 05/04 pro forma	Variations 05/04 pro forma (%)
Activités régulées	3 771	4 160	(389)	(9,4)
Activités non régulées	4 690	4 362	328	7,5
EBE France	**8 459**	**8 521**	**(62)**	**(0,7%)**

La contribution des **Activités régulées** à l'EBE du Groupe en 2005 s'établit à 3 771 millions d'euros, en diminution de 389 millions d'euros, soit –9,4 % par rapport à 2004 pro forma. Cette variation s'explique principalement par des achats d'énergie à prix élevés (compensation des pertes réseaux et hausse des prix du fuel en particulier dans les systèmes énergétiques insulaires).

La contribution des **Activités non régulées** à l'EBE du Groupe en 2005 s'établit à 4 690 millions d'euros, en hausse de 328 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma, soit +7,5 %. Cette bonne performance a été réalisée grâce à la disponibilité des centrales, à une bonne maîtrise de leurs charges et à la hausse des prix de gros, ceci malgré la sécheresse qui a nécessité un recours plus important au thermique à flamme et à des achats d'énergie à coûts élevés (soit un impact sur l'EBE d'environ –250 millions d'euros par rapport à 2004, calculé au prix de marché toutes choses étant égales par ailleurs).

Au **Royaume-Uni,** l'EBE de EDF Energy est quasiment stable à 1 369 millions d'euros en 2005 contre 1 376 millions d'euros en 2004 et 2004 pro forma, malgré une hausse significative des prix d'achat de l'énergie ainsi que l'introduction des obligations en matière d'émission de CO_2.

En **Allemagne,** la contribution de EnBW à l'EBE du Groupe est de 905 millions d'euros en 2005 se comparant à 903 millions d'euros en 2004 (soit +0,2 %). L'effet périmètre est de –39 millions d'euros. Hors cet effet, la progression de l'EBE d'EnBW est de 41 millions d'euros (soit +4,5 %), et ce malgré l'arrêt définitif de la centrale nucléaire d'Obrigheim dont la production a été remplacée par une meilleure disponibilité des autres centrales nucléaires et le recours à des centrales thermiques à flamme plus onéreuses.

[30] La finalisation des travaux relatifs à la transition IFRS a conduit à une correction des affectations de l'EBE par zone géographique de 57 millions d'euros par rapport aux comptes consolidés au 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS et présentés à la section 5.9.4 de l'Actualisation du Document de Base. Cette correction se traduit principalement par une augmentation de l'excédent brut d'exploitation de la France et une diminution sur le Royaume-Uni.

La contribution du **Reste de l'Europe** à l'EBE du Groupe est de 1 593 millions d'euros par rapport à 1 237 millions d'euros en 2004 et 2004 pro forma. Cette progression de 356 millions d'euros (soit +28,8 %) s'explique principalement par l'entrée d'Edison pour 162 millions d'euros et par la progression de l'EBE d'EDF Trading pour 46 millions d'euros, ainsi que de ceux d'Electricité de Strasbourg et de Dalkia repectivement pour 38 et 36 millions d'euros (+54,3 %, et +22,9 %) et enfin par les produits de cessions d'actifs.

La contribution du **Reste du monde** à l'EBE du Groupe est de 684 millions d'euros par rapport à 521 millions d'euros en 2004 et 2004 pro forma, en progression de 163 millions d'euros (soit +31,3 %). Hors effets périmètre (–3,6 %) et change (+13,2 %), la croissance organique de l'EBE du Reste du Monde est de +21,7 %. La mise en service et la montée en puissance de nouvelles centrales, au Mexique et en Asie principalement, et les hausses tarifaires ont plus que compensé les effets de périmètre (cessions de Sodemsa et d'Edemsa et cession de 65 % d'Edenor accompagnée du passage en équivalence des 25 % conservés par EDF).

Les ratios EBE sur chiffre d'affaires sont les suivants :

En millions d'euros	2005	2004 pro forma
France	28,1 %	29,7 %
Royaume-Uni	20,5 %	23,1 %
Allemagne	18,1 %	19,5 %
Reste de l'Europe	25,0 %	26,1 %
Reste du monde	23,8 %	24,6 %
Total Groupe	**25,5 %**	**27,2 %**

En **France,** le ratio EBE sur chiffre d'affaires est de 28,1 %, en diminution de 1,6 point par rapport à 2004 pro forma. Une partie de cette diminution résulte des charges liées aux avantages consentis dans le cadre de l'offre réservée aux salariés (329 millions d'euros), et à l'effet de l'externalisation des achats destinés à compenser les pertes électriques de la distribution. Corrigé de ces deux éléments, le ratio EBE sur chiffre d'affaires serait stable.

Au **Royaume Uni** et en **Allemagne,** la variation résulte essentiellement des augmentations de coûts des énergies qui n'ont été répercutées que partiellement dans les tarifs.

Dans le **Reste de l'Europe,** hors effet périmètre lié à l'intégration d'Edison, le ratio est en légère augmentation (+0,6 point) par rapport à 2004.

9.4.4.9 Résultat d'exploitation

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	Variations 05/04 pro forma	Variations 05/04 pro forma (%)	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
Excédent brut d'exploitation	13 010	12 558	13 417	452	3,6	(407)	(3,0)
Dotations aux amortissements	(5 036)	(4 842)	(4 842)	(194)	4,0	(194)	4,0
Pertes de valeur	(147)	(1 373)	(1 373)	1 226	(89,3)	1 226	(89,3)
Autres produits et charges d'exploitation	251	(190)	(190)	441	(232,1)	441	(232,1)
Résultat d'exploitation	**8 078**	**6 153**	**7 012**	**1 925**	**31,3**	**1 066**	**15,2**

Les **dotations aux amortissements** se répartissent géographiquement de la façon suivante :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 et 2004 pro forma	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
France	(3 634)	(3 450)	(184)	5,3
Royaume-Uni	(446)	(424)	(22)	5,2
Allemagne	(314)	(334)	20	(5,9)
Reste de l'Europe	(491)	(373)	(118)	31,6
Reste du monde	(151)	(261)	110	(42,1)
Total Groupe	**(5 036)**	**(4 842)**	**(194)**	**4,0**

Les **dotations aux amortissements** s'établissent à 5 036 millions d'euros en 2005, en augmentation de 194 millions d'euros (soit 4,0 %) par rapport à 2004 et 2004 pro forma. En France, l'augmentation résulte notamment de l'amortissement des dépenses de sécurité, en partie compensée par l'allongement de la durée de vie des centrales thermiques de 30 à 45 ans. Pour le **Reste de l'Europe,** les dotations aux amortissements augmentent de 118 millions d'euros dont 88 millions d'euros liés à la consolidation d'Edison. Les dotations aux amortissements du **Reste du monde** sont en baisse de 110 millions d'euros du fait notamment de la réduction des amortissements de Light suite aux pertes de valeur sur actifs amortissables constatées en 2004.

Les **pertes de valeur** s'établissent à 147 millions d'euros en 2005 et concernent principalement le Reste de l'Europe en 2005. Elles sont en forte diminution par rapport à 2004, où des pertes de valeur d'un montant total de 1 373 millions d'euros avaient été constatées, dont 396 millions au titre des écarts d'acquisition (148 millions pour Edenor et 248 millions d'euros pour diverses filiales européennes) et 934 millions d'euros sur des immobilisations corporelles (dont 696 millions d'euros au titre de la société Light).

Le **résultat d'exploitation** s'établit à 8 078 millions d'euros en 2005, en augmentation de 1 066 millions d'euros (soit +15,2 %) par rapport à 2004 et de 1 925 millions d'euros (soit +31,3 %) par rapport à 2004 pro forma.

L'évolution du résultat d'exploitation se répartit comme suit :

Exercices clos au 31 décembre En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	Variations 05/04 pro forma	Variations 05/04 pro forma (%)	Variations 05/04	Variations 05/04 (%)
France	4 827	4 889	5 747	(62)	(1,3)	(920)	(16,0)
Royaume-Uni	923	952	952	(29)	(3,0)	(29)	(3,0)
Allemagne	571	508	508	63	12,4	63	12,4
Reste de l'Europe	1 223	623	623	600	96,3	600	96,3
Reste du monde	534	(819)	(819)	1 353	(165,2)	1 353	(165,2)
Total Groupe	**8 078**	**6 153**	**7 012**	**1 925**	**31,3**	**1 066**	**15,2**

Les ratios Résultat d'exploitation sur chiffre d'affaires sont les suivants :

En millions d'euros	Exercices clos au 31 décembre 2005	Exercices clos au 31 décembre 2004 pro forma
France	16,0 %	17,0 %
Royaume-Uni	13,8 %	16,0 %
Allemagne	11,4 %	11,0 %
Reste de l'Europe	19,2 %	13,1 %
Reste du monde	18,6 %	–38,7 %
Total Groupe	**15,8 %**	**13,3 %**

En **France,** le résultat d'exploitation s'établit à 4 827 millions d'euros, en diminution de 16,0 % par rapport à 2004 et de 1,3 % par rapport à 2004 pro forma. L'écart entre le résultat d'exploitation 2004 pro forma et le résultat d'exploitation 2004 est de 857 millions d'euros et s'explique essentiellement du fait de la prise en compte de la CTA pour 638 millions d'euros et de l'effet de la loi du 9 août 2004 sur les charges de personnel (302 millions d'euros) en 2005.

La diminution du résultat d'exploitation en 2005 par rapport à 2004 pro forma est due aux coûts non récurrents de l'ouverture du capital (charges relatives à l'offre réservée aux salariés de 329 millions d'euros). Hors cet élément, le ratio résultat d'exploitation/chiffre d'affaires en 2005 atteindrait 17,1 % au lieu de 16 %.

Au **Royaume-Uni,** le résultat d'exploitation diminue de 29 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma dont 15 millions d'euros d'effet périmètre et 5 millions d'euros d'effet change. Hors effets périmètre et change, le résultat d'exploitation est quasiment stable. Le ratio résultat d'exploitation/chiffre d'affaires passe de 16,0 % en 2004 pro forma à 13,8 % en 2005. Cette détérioration est principalement due à la hausse des prix d'achats des combustibles et de l'énergie, pratiquement répercutée sans marge dans le chiffre d'affaires.

En **Allemagne,** le résultat d'exploitation de EnBW progresse de 63 millions d'euros dont 20 millions d'euros proviennent de la réduction des dotations aux amortissements et 41 millions d'euros de la réduction des pertes de valeur. En excluant l'effet périmètre, le résultat d'exploitation de EnBW augmente de 50 millions d'euros (+9,8 %). Le ratio résultat d'exploitation/chiffre d'affaires progresse de 0,4 point à 11,4 %.

Dans le **Reste de l'Europe,** le résultat d'exploitation augmente de 600 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma principalement du fait de la croissance de l'EBE de 356 millions d'euros et de la constatation de pertes de valeur en 2005 moindres de 111 millions d'euros que celles constatées en 2004. Cette augmentation s'explique également par la réalisation en 2005 par EDFI de plus-values de cession de 250 millions d'euros au titre du désengagement d'Amérique latine.

Dans le **Reste du monde,** le résultat d'exploitation augmente de 1 353 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2004 principalement du fait de la constatation en 2004 de pertes de valeur en Amérique latine.

9.4.4.10 Résultat financier

Le résultat financier du Groupe s'établit à (3 459) millions d'euros en 2005 en amélioration de 1 973 millions d'euros (–36,3 %) par rapport à 2004 et en diminution de 402 millions d'euros (+13,2 %) par rapport à 2004 pro forma. La baisse du résultat financier en 2005 par rapport à 2004 pro forma s'explique notamment par la plus value exceptionnelle liée à la cession des titres Total pour 698 millions d'euros en 2004. Hors effet de cette cession, le résultat financier s'améliore avec la baisse des charges financières liée à la réduction de l'endettement en France et en Allemagne, ainsi qu'à un résultat de change favorable sur le real brésilien.

L'écart entre 2004 et 2004 pro forma est dû aux effets de la réforme du régime de financement des retraites des IEG en France (loi du 9 août 2004) sur les charges d'actualisation liées aux provisions pour avantages du personnel.

Le tableau suivant présente l'évolution du résultat financier entre 2004 et 2005 :

	Exercices clos au 31 décembre						
				Variations		Variations	
En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	05/04 pro forma	05/04 pro forma (%)	05/04	05/04 (%)
Coût de l'endettement financier brut	(1 472)	(1 568)	(1 568)	96	(6,1)	96	(6,1)
Charges d'actualisation	(2 526)	(2 432)	(4 969)	(94)	3,9	2 443	(49,2)
Autres produits & charges financiers	539	943	1 105	(404)	(42,8)	(566)	(51,2)
Total Groupe	**(3 459)**	**(3 057)**	**(5 432)**	**(402)**	**13,2**	**1 973**	**(36,3)**

L'évolution du résultat financier se répartit comme suit :

	Exercices clos au 31 décembre						
				Variations		Variations	
En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	05/04 pro forma	05/04 pro forma (%)	05/04	05/04 (%)
France	(2 635)	(2 161)	(4 536)	(474)	21,9	1 901	(41,9)
Royaume-Uni	(316)	(252)	(252)	(64)	25,6	(64)	25,4
Allemagne	(149)	(258)	(258)	109	(42,2)	109	(42,2)
Reste de l'Europe	(142)	(37)	(37)	(105)	283,8	(105)	283,8
Reste du monde	(217)	(349)	(349)	132	(37,8)	132	(37,8)
Total Groupe	**(3 459)**	**(3 057)**	**(5 432)**	**(402)**	**13,2**	**1 973**	**(36,3)**

En France, la dégradation du résultat financier de 474 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma est principalement due à la plus-value réalisée en 2004 sur la cession des titres Total pour 698 millions d'euros, partiellement compensée par la diminution des charges d'intérêts et la diminution des charges liées à l'opération Edison.

Au Royaume-Uni, la baisse du résultat financier de 64 millions d'euros est principalement due à la plus-value réalisée en 2004 sur la cession Paypoint pour 52 millions d'euros.

En Allemagne, l'amélioration du résultat financier de 109 millions d'euros est largement liée à la baisse de l'endettement net constaté depuis 2003 grâce à la cession des activités non stratégiques, à l'amélioration des flux de trésorerie opérationnels et par des opérations de renforcement des fonds propres (cession de titres d'autocontrôle en 2004 et 2005). L'endettement net diminue de 14 % entre fin 2004 et fin 2005.

Dans le reste de l'Europe, la baisse du résultat financier de 105 millions d'euros est en partie due à l'entrée du groupe Edison à partir du 1er octobre dans le périmètre de consolidation.

Dans le reste du monde, le résultat financier s'améliore de 132 millions d'euros. Cette évolution résulte notamment de l'amélioration du résultat de change en Amérique du Sud (Brésil +140 millions d'euros et Argentine +20 millions d'euros) en raison de la forte appréciation sur l'année 2005 du real brésilien et du peso argentin face au dollar US.

Impôt sur les résultats

L'impôt sur les résultats du Groupe s'établit à 1 451 millions d'euros en 2005 en augmentation de 379 millions d'euros (35,4 %) par rapport à 2004 et en diminution de 154 millions d'euros (9,6 %) par rapport à 2004 pro forma.

La différence entre le taux effectif moyen d'impôt 2005 du Groupe (31,22 %) et le taux en vigueur en France en 2005 de 34,93 % s'explique principalement par :

– l'impact des différences de taux d'imposition essentiellement sur les filiales du Royaume-Uni, EDF Trading et EDF Energy, imposées au taux de 30 % ;

– l'impact du contrôle fiscal d'EDF S.A. portant sur les exercices 2003 et 2004 s'est traduit par un rappel d'impôt sur les sociétés de 458 millions d'euros en 2005. En contrepartie, un impôt différé actif a été reconnu à concurrence de 319 millions d'euros ; et

– le dénouement du dossier Edison qui a permis de mettre fin à un risque provisionné dans les comptes de l'exercice 2004. La provision n'ayant pas été déduite fiscalement en 2004, sa reprise en 2005 n'est pas taxable, ce qui se traduit par une diminution de la charge d'impôt réelle, inférieure de 429 millions d'euros par rapport à la charge d'impôt théorique.

Pour 2004, la différence entre le taux effectif moyen d'impôt 2004 du Groupe (54,25 %) et le taux en vigueur en France en 2004 de 35,43 % s'explique principalement par :

– la non déductibilité de la dotation à la provision sur Italenergia Bis de 395 millions d'euros ;

– les dépréciations d'impôts différés actifs effectuées sur le groupe Light (Brésil) et sur les filiales mexicaines ; et

– l'imputation de la plus value de cession des titres Total sur le stock de moins-value à long terme.

9.4.4.11 Résultat net part du Groupe

	Exercices clos au 31 décembre						
				Variations		Variations	
En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	05/04 pro forma	05/04 pro forma (%)	05/04	05/04 (%)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 619	3 096	1 580	1 523	49,2	3 038	192,3
Impôts sur les résultats	(1 451)	(1 605)	(1 072)	154	(9,6)	(379)	35,4
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	182	103	103	79	76,7	79	76,7
Résultat net des activités en cours d'abandon	—	—	—	—	—	—	—
Résultat net consolidé	**3 350**	**1 594**	**611**	**1 756**	**110,2**	**2 739**	**448,3**
Dont résultat net part des minoritaires	108	(13)	(13)	121	NS	121	NS
Dont résultat net part du Groupe	**3 242**	**1 607**	**624**	**1 635**	**101,7**	**2 618**	**419,7**

La **quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence** s'établit à 182 millions d'euros en 2005, en augmentation de 79 millions d'euros par rapport à 2004 et 2004 pro forma. Une perte de valeur de 70 millions d'euros, constatée en 2004 représente l'essentiel de la variation.

Les **intérêts minoritaires** s'établissent à 108 millions d'euros en 2005, en augmentation de 121 millions d'euros par rapport à 2004 et 2004 pro forma, du fait de l'amélioration des résultats en 2005 dans le segment Reste du monde.

Le **résultat net part du Groupe** s'établit à 3 242 millions d'euros en 2005, en hausse de 2 618 millions d'euros par rapport à 2004 et en hausse de 1 635 millions d'euros par rapport à 2004 pro forma, porté par les activités à l'international.

Il se répartit comme suit par segment :

	Exercices clos au 31 décembre						
				Variations		Variations	
En millions d'euros	2005	2004 pro forma	2004	05/04 pro forma	05/04 pro forma (%)	05/04	05/04 (%)
France	1 501	1 729	747	(228)	(13,2)	754	101,0
Royaume-Uni	442	475	475	(33)	(6,9)	(33)	(6,9)
Allemagne	224	152	152	72	47,4	72	47,4
Reste de l'Europe	870	396	396	474	119,6	474	119,6
Reste du monde	205	(1 145)	(1 146)	1 350	(117,9)	1 351	(117,9)
Total Groupe	3 242	1 607	624	1 635	101,7	2 618	419,6

9.5. Flux de trésorerie et endettement financier net

9.5.1 Flux de trésorerie

Les flux dégagés par le Groupe sur la période 2004-2005 sont présentés dans le tableau de synthèse ci-dessous :

	Exercices clos au 31 décembre			
			Variations	
En millions d'euros	**2005**	**2004**	**05/04**	**05/04 (%)**
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	8 461	7 995	466	5,8
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(10 643)	(3 893)	(6 750)	173,3
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	5 555	(3 481)	9 036	NS
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**3 373**	**621**	**2 752**	**443,2**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	3 150	2 497	653	26,1
Incidence des variations de change	84	21	63	300
Reclassements liés à l'application des normes IAS 32/39	670	0	670	NS
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	56	0	56	NS
Incidence des autres reclassements	(113)	11	(124)	NS
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**7 220**	**3 150**	**4 070**	**129,2**

9.5.1.1 Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles

Le tableau suivant présente l'évolution des flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles:

	Exercices clos au 31 décembre			
			Variations	
En millions d'euros	**2005**	**2004**	**05/04**	**05/04 (%)**
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**4 619**	**1 580**	**3 039**	**192,3**
Pertes de valeurs	147	1 373	(1 226)	(89,3)
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	6 677	8 480	(1 803)	(21,3)
Produits et charges financiers	1 153	490	663	135,3
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90	90	0	0
Plus ou moins-values de cession	(487)	(214)	(273)	127,6
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	329	90	239	265,6
Variation du besoin en fonds de roulement	1 332	473	859	181,6
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**13 860**	**12 362**	**1 498**	**12,1**
Frais financiers nets décaissés	(1 188)	(1 096)	(91)	NA
Impôts sur le résultat payés	(392)	(2 047)	1 655	(80,9)
Versement de la soulte retraite	(3 296)	0	(3 296)	NS
Versement Marcoule	(523)	0	(523)	NS
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	—	(1 224)	1 224	(100,0)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**8 461**	**7 995**	**466**	**5,8**

Les **flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles** en 2005 s'élèvent à 8 461 millions d'euros, en augmentation de 466 millions d'euros par rapport à 2004. Cette variation traduit principalement :

- l'amélioration de 1 498 millions d'euros des flux générés par l'exploitation, dont :
  - l'amélioration du résultat avant impôt de 3 039 millions d'euros, et
  - l'amélioration du besoin en fonds de roulement de 1 332 millions d'euros en 2005 contre 473 millions d'euros en 2004. Cette amélioration s'explique de la manière suivante :
    - En ce qui concerne la partie opérationnelle, les effets négatifs du climat, du volume et des prix sont compensés, en France, par l'amélioration de la performance sur les cycles achats et ventes dans le cadre du programme Altitude ;
    - En ce qui concerne la partie non opérationnelle, par des éléments non récurrents (en particulier la normalisation des mécanismes de recouvrement de la CSPE d'une part et de ceux liés au financement des retraites d'autre part).
- la variation des impôts sur le résultat payés pour 1 655 millions d'euros. Cette variation intègre :
  - pour 2004, le paiement de la charge d'impôt relative aux effets des changements de normes de l'exercice 2003 pour 335 millions d'euros, et
  - pour 2005, la restitution par le Trésor Public en 2005 d'un trop versé en 2004 au titre des acomptes d'IS pour 1 146 millions d'euros et le paiement d'un acompte au titre de 2005, conformément à la loi de finances rectificative. La détermination de cet acompte comprend les effets fiscaux des changements de méthode comptable retenus dans les comptes sociaux d'EDF et l'impact de l'opération Edison pour un flux positif d'un montant total de l'ordre de 260 millions d'euros.
- le versement de 3 296 millions d'euros effectué en 2005 au titre des contributions exceptionnelles suite à la réforme du régime de financement des retraites ;
- le versement de 523 millions d'euros effectué en 2005 au titre du protocole de démantèlement du site de Marcoule (contre 100 millions d'euros versés en 2004 au titre de ce même protocole) ;

- l'impôt et les intérêts payés en 2004 de 1 224 millions d'euros au titre de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003.

Le *cash flow opérationnel*[31] s'analyse comme suit :

	Exercices clos au 31 décembre			
			Variations	
En millions d'euros	**2005**	**2004**	**05/04**	**05/04 (%)**
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**13 860**	**12 362**	**1 498**	**12,1**
Frais financiers nets décaissés	(1 188)	(1 096)	(92)	8,4
Impôts sur le résultat payés	(392)	(2 047)	1 655	(80,8)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 332)	(473)	(859)	181,5
Impôts générés par les éléments non récurrents	(1 410)	335	(1 745)	NS
Cash flow opérationnel	**9 538**	**9 081**	**457**	**5,0**

Le *cash flow opérationnel* s'élève à 9 538 millions d'euros en 2005 contre 9 081 millions d'euros en 2004, soit une progression de 5,0 %.

9.5.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se sont élevés à 10 643 millions d'euros en 2005 et 3 893 millions d'euros en 2004.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise et variations d'actifs financiers de la manière suivante :

	Exercices clos au 31 décembre			
			Variations	
En millions d'euros	**2005**	**2004**	**05/04**	**05/04 (%)**
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(5 248)	(4 940)	(308)	6,3
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	383	383	0	0,0
Investissements non financiers nets(1)	**(4 865)**	**(4 557)**	**(308)**	**6,8**
Acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise	(2 951)	(97)	(2 854)	NS
Variations d'actifs financiers	(2 827)	761	(3 588)	NS
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(10 643)**	**(3 893)**	**(6 750)**	**173,4**

(1) Dans le cadre du contrôle de ses investissements industriels, le Groupe utilise l'indicateur d'investissements non financiers nets (« Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles » nettes des « Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles ») afin de suivre l'évolution de ses investissements au titre des immobilisations corporelles et incorporelles.

[31] Le « *cash flow opérationnel* » ou « *funds from operation (FFO)* » est un indicateur utilisé par EDF, qui vise à évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement, diminué des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé, corrigés des effets non récurrents de l'impôt (335 millions d'euros en 2004, 1 410 millions d'euros en 2005).

Acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles

Le montant total des investissements non financiers nets en 2005 s'élève à 4 865 millions d'euros, en augmentation de 308 millions d'euros par rapport à 2004 et 2004 pro forma.

L'évolution sur la période, par segment, des investissements non financiers nets du Groupe s'analyse comme suit :

	Exercices clos au 31 décembre			
			Variations	
En millions d'euros	**2005**	**2004**	**05/04**	**05/04 (%)**
France	(3 057)	(3 008)	(49)	1,6
Royaume-Uni	(1 023)	(842)	(181)	21,5
Allemagne	(174)	(159)	(15)	9,5
Reste de l'Europe	(381)	(285)	(96)	33,5
Reste du monde	(230)	(263)	33	(12,5)
Investissements non financiers nets	**(4 865)**	**(4 557)**	**(308)**	**6,8**

En **France,** la répartition des investissements non financiers nets par activité est la suivante :

	Exercices clos au 31 décembre			
			Variations	
En millions d'euros	**2005**	**2004**	**05/04**	**05/04 (%)**
Activités régulées	(2 222)	(2 121)	(101)	4,7
Activités non régulées	(835)	(887)	52	(5,9)
Investissements non financiers nets France	**(3 057)**	**(3 008)**	**(49)**	**1,6**

Les investissements non financiers nets sont principalement engagés dans les **Activités régulées**. Il s'agit pour l'essentiel des investissements de raccordements, de renouvellement et de renforcement du réseau existant. Au sein des **Activités non régulées,** les activités de production concentrent la plus grande part des investissements qui correspondent essentiellement à la maintenance du parc de production.

Au **Royaume-Uni,** les investissements non financiers nets s'élèvent à 1 023 millions d'euros en croissance de 181 millions d'euros par rapport à 2004. En 2005, ils ont été réalisés dans les activités de distribution et dans une moindre mesure dans son outil de production afin de se conformer aux nouvelles réglementations sur les rejets gazeux. La croissance des investissements s'explique notamment par la hausse des investissements de maintenance des réseaux.

En **Allemagne,** la contribution de EnBW aux investissements non financiers nets s'élève à 174 millions d'euros en 2005 en croissance de 15 millions d'euros par rapport à 2004.

Dans le **Reste de l'Europe,** l'augmentation des investissements non financiers nets de 96 millions d'euros résulte pour l'essentiel de l'entrée, en 2005, d'Edison dans le périmètre de consolidation.

Dans le **Reste du monde,** les investissements non financiers nets sont en baisse de 33 millions d'euros par rapport à 2004 et atteignent 230 millions d'euros. Les éléments significatifs de variation dans ce segment sont l'achèvement en 2004 de la centrale de Norte Fluminense au Brésil, la mise en service industrielle de Rio Bravo IV (Valle Hermoso) au Mexique, et celle de la centrale de Phu My au Vietnam début 2005.

Acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise

Ce poste comprend :

– les investissements en titres consolidés nets des cessions pour (2 810) millions d'euros lesquels sont inclus au sein du poste « investissements financiers nets » du tableau de l'endettement financier net (voir la section 9.5.2 (« Endettement financier net »)), et

– la trésorerie acquise/cédée pour (141) millions d'euros.

Variations d'actifs financiers

Au 31 décembre 2005, la variation d'actifs financiers est de (2 827) millions d'euros et reflète essentiellement les placements

de trésorerie effectués par la maison mère, soit 2 390 millions d'euros au cours de l'exercice 2005.

9.5.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets liés aux activités de financement sur la période s'analysent comme suit :

	Exercices clos au 31 décembre			
			Variations	
En millions d'euros	**2005**	**2004**	**05/04**	**05/04 (%)**
Emissions d'emprunts	2 810	3 865	(1 056)	(27,3)
Remboursements d'emprunts	(3 247)	(7 230)	3 983	(55,1)
Dividendes versés par la société mère	(374)	(321)	(52)	16,3
Dividendes versés aux minoritaires	(54)	(46)	(8)	17,4
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires	27	43	(16)	(37,2)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	196	174	22	12,6
Subventions d'investissement	70	31	39	125,8
Augmentation de capital d'EDF SA	6 350	—	6 350	—
Autres variations	(223)	3	(226)	NS
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**5 555**	**(3 481)**	**9 036**	**(259,5)**

En 2005, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 5 555 millions d'euros en écart de 9 036 millions d'euros par rapport à 2004 qui présentait un endettement net de 3 481 millions d'euros. Cette variation résulte principalement de :

- L'augmentation de capital de l'année 2005 d'EDF SA pour 6 350 millions d'euros.
- Des remboursements nets des emprunts pour 437 millions d'euros en 2005, en baisse de 2 928 millions d'euros par rapport à 2004.

9.5.2 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 de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (OPCVM monétaires, obligations gouvernementales, titres de créances négociables).

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 18 591 millions d'euros au 31 décembre 2005, comparé à 20 333 millions d'euros au 1er janvier 2005 après prise en compte des effets des normes IAS 32 et 39 (voir note 3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005).

L'endettement financier net de Groupe diminue ainsi de 1 742 millions d'euros par rapport au 1er janvier 2005.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

	Exercices clos au 31 décembre			
			Variations	
En millions d'euros	**2005**	**2004**	**05/04**	**05/04 (%)**
Excédent brut d'exploitation	**13 010**	**13 417**	**(407)**	**(3,0)**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(670)	(1 469)	799	(54,4)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	90	90	0	0
Variation du besoin en fonds de roulement net	1 332	473	859	181,5
Autres éléments[1]	98	(149)	247	(165,6)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**13 860**	**12 362**	**1 499**	**12,1**
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(5 248)	(4 940)	(308)	6,2
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	383	383	0	0
Frais financiers nets décaissés	(1 188)	(1 096)	(91)	8,3
Impôt sur le résultat payé[2]	(392)	(2 047)	1 655	(80,8)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	0	(1 224)	1 224	(100,0)
Free cash flow	**7 415**	**3 438**	**3 976**	**115,6**
Investissements financiers	(4 517)	400	(4 917)	NS
Dividendes versés	(428)	(367)	(61)	16,7
Augmentation de capital & variation des autres fonds propres	6 350	248	6 102	NS
Versement de la soulte retraite	(3 296)	0	(3 296)	NS
Versement Marcoule	(523)	0	(523)	NS
Autres variations[3]	82	0	82	NS
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	**5 083**	**3 719**	**1 364**	**36,7**
Effet de la variation du périmètre	(2 314)	601	(2 915)	NS
Effet de la variation de change	(830)	58	(888)	NS
Autres variations non monétaires[4]	(197)	(20)	(177)	NS
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	**1 742**	**4 358**	**(2 616)**	**(60,0)**
Endettement financier net ouverture[6]	**20 333**	**24 035**	**(3 702)**	**(15,4)**
Endettement financier net clôture[6]	**18 591**	**19 677**	**(1 086)**	**(5,5)**

(1) Correspond principalement au retraitement de la variation des provisions sur actifs circulants (essentiellement provisions sur stocks et créances clients) non pris en compte dans la variation du besoin en fonds de roulement net.
(2) Comprend notamment pour l'exercice 2004, la charge d'impôt relative aux effets des changements de normes au titre de l'exercice 2003 pour un montant de 335 millions d'euros et, pour l'exercice 2005, inclut la restitution par le Trésor Public d'un trop versé en 2004 au titre des acomptes d'IS pour 1 146 millions d'euros.
(3) Principalement variation des intérêts courus sur la dette.
(4) Correspond principalement aux reclassements comptables qui ont un impact sur les comptes qui composent la dette nette.
(5) La différence entre l'endettement financier net au 31 décembre 2004 et l'endettement financier net au 1er janvier 2005 résulte de la prise en compte des effets de l'application des normes IAS 32 et 39 au 1er janvier 2005.

Les éléments qui ont contribué à diminuer l'endettement financier net sont principalement :

- Le niveau élevé du *free cash flow* à 7 415 millions d'euros en 2005, après prise en compte :
- des investissements non financiers nets pour –4 865 millions d'euros,
- de la réduction du besoin en fonds de roulement pour 1 332 millions d'euros ;

- des frais financiers nets pour –1 188 millions d'euros.

- L'augmentation de capital en numéraire d'EDF S.A., réalisée dans le cadre de l'introduction en bourse s'élève à 6350 millions d'euros (6 208 millions d'euros après déduction des frais)

Les éléments qui ont contribué à augmenter l'endettement financier sont principalement :

- le paiement des soultes retraites (–3 296 millions d'euros) et nucléaire (Marcoule : –523 millions d'euros) ;

- Le montant net des investissements financiers (4 517 millions d'euros), en augmentation de 4 917 millions par rapport à 2004. En 2005, outre les dotations régulières aux actifs dédiés pour l'activité nucléaire (300 millions d'euros), ils reflètent principalement la prise de contrôle du Groupe Edison.

  Les décaissements effectués en 2005 au titre de l'acquisition d'Edison s'élèvent à 4 532 millions d'euros. En ajoutant le montant de 688 millions d'euros décaissé antérieurement pour l'acquisition de titres Edison et en déduisant le montant des warrants acquis (290 millions d'euros) et des indemnités versées (82 millions d'euros), le prix d'acquisition des actions d'Edison s'élève à 4 849 millions d'euros.

  En 2004, les investissements financiers nets s'élevaient à 400 millions d'euros (désinvestissement net) et comprenaient la montée au capital d'EnBW pour 149 millions d'euros et des acquisitions d'actifs dédiés pour 300 millions d'euros, ainsi que des cessions d'actifs (titres Total et participations minoritaires en Allemagne).

- Les dettes nettes acquises sur variations de périmètre (–2 314 millions d'euros), incluant la consolidation de la dette d'Edison pour un montant global de 2 553 millions d'euros au 1er octobre 2005 ;

- L'effet de change (–830 millions d'euros) suite à la dépréciation de l'euro par rapport à la livre sterling, au dollar US et au real brésilien au 31 décembre 2005 ;

- Le versement des dividendes de l'exercice 2004 aux actionnaires d'EDF S.A. (–374 millions d'euros).

La variation de la contribution de chaque segment géographique à la dette financière nette est présentée ci-dessous :

Exercices clos au 31 décembre

				Variations	
En millions d'euros	**31 décembre 2005**	**1er janvier 2005**	**31 décembre 2004**	**05/04**	**05/04**
France	6 924	8 431	8 740	(1 816)	–20,8 %
Royaume-Uni	6 083	5 552	5 083	1 000	19,7 %
Allemagne	1 614	1 873	1 885	(271)	–14,4 %
Reste Europe	678	1 191	704	(26)	–3,7 %
Reste du monde	2 858	3 286	3 265	(407)	–12,5 %
Total	**18 157**	**20 333**	**19 677**	**(1 520)**	**–7,7 %**
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	434	—	—	434	NS
Total Groupe	**18 591**	**20 333**	**19 677**	**(1 086)**	**–5,5 %**

En **France,** la diminution de la dette financière nette en 2005 résulte principalement de l'ouverture du capital d'EDF SA pour 6 350 millions d'euros et d'un free cash flow de 6 518 millions d'euros qui ont compensé les impacts de l'acquisition d'Edison pour 4 532 millions d'euros et le paiement des soultes pour 3 819 millions d'euros.

Au **Royaume-Uni,** l'accroissement de la dette financière nette au cours de l'année 2005 résulte de reclassement d'actifs titrisés pour 454 millions d'euros au 1er janvier 2005 lié à l'application des normes IAS 32 et 39, de la dégradation du BFR (sous l'effet de la hausse des prix), le maintien d'un niveau d'investissements non financiers élevé liés notamment à l'activité de distribution (1 023 millions d'euros), ainsi que d'un effet de change de 151 millions d'euros.

En **Allemagne,** 2005 a été marqué par la poursuite du désendettement de EnBW.

Dans le **Reste de l'Europe,** la variation de la contribution à la dette nette reste quasiment inchangée. La dette acquise d'Edison est en grande partie compensée par la trésorerie nette des holdings du Groupe EDF détenant Edison à l'issue des opérations de prise de contrôle.

L'évolution des composants de l'endettement financier net est la suivante :

En millions d'euros	31 décembre 2005	1er janvier 2005	31 décembre 2004	Variations 05/04	Variations 05/04 %
Emprunts et dettes financières	29 717	25 909	25 787	3 930	15,2
Dérivés de couvertures des dettes	240	487	—	240	NS
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 220)	(3 820)	(3 150)	(4 070)	129,2
Actifs financiers à court terme	—	—	(2 960)	2 960	NS
Actifs liquides	(4 580)(1)	(2 243)(2)	—	(4 580)	NS
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	434	—	—	434	NS
Endettement financier net	**18 591**	**20 333(3)**	**19 677(3)**	**(1 086)**	**(5,5)**

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 4 322 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 258 millions d'euros.
(2) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 2 095 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 148 millions d'euros.
(3) La différence entre l'endettement financier net au 31 décembre 2004 et l'endettement financier net au 1er janvier 2005 résulte de la prise en compte des effets de l'application des normes IAS 32 et 39 au 1er janvier 2005.

Malgré l'augmentation des emprunts et dettes financières en raison principalement de l'intégration d'Edison dans le périmètre de consolidation, l'endettement financier net diminue par rapport au 1er janvier 2005 principalement en raison de l'augmentation de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des actifs liquides.

9.6. Gestion des risques financiers

9.6.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

9.6.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2005, compte tenu des liquidités s'élevant à 11 800 millions d'euros et des lignes de crédit disponibles s'élevant à 9 465 millions d'euros, la position de liquidité du Groupe est de l'ordre de 21,3 milliards d'euros. Le Groupe a par ailleurs accès à des ressources financières au travers de ses programmes d'émission court terme et obligataire et à des lignes de crédit bancaire.

En 2006, les sommes dues au titre des remboursements de la dette du Groupe, s'élèveront à 6 399 millions d'euros.

En mars 2006, ni EDF, ni EDF Energy, ni EnBW, ni EDF Trading, ni Edison n'avaient fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

9.6.1.2 Gestion du risque de liquidité

Dans le cadre de la gestion de sa liquidité, le Groupe vise à lisser dans la durée les échéances de sa dette. La maturité moyenne de la dette du Groupe est de l'ordre de six ans et demi, en réduction d'une année depuis 2004, du fait de l'absence d'émissions nouvelles en 2005 et de l'entrée dans le périmètre de la dette d'Edison. La maturité moyenne de la dette d'EDF SA est de l'ordre de 7 ans et demi.

Au 31 décembre 2005, le montant des échéances de dettes brutes du Groupe à long et court terme après swaps sur la base des taux et cours de change en vigueur est le suivant :

En millions d'euros	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens pris en location financement	Intérêts courus	Total
A moins de un an	1 932	1 099	2 844	15	509	6 399
Entre un et cinq	8 350	3 302	352	107	11	12 122
A plus de cinq ans	9 009	1 677	255	237	18	11 196
Total	**19 291**	**6 078**	**3 451**	**359**	**538**	**29 717**

Le financement de chaque filiale est géré par la filiale concernée en coordination avec la direction de la trésorerie du Groupe. Pour gérer le risque de liquidité, trois leviers spécifiques sont utilisés :

- le cash pooling du Groupe qui permet de centraliser la trésorerie des filiales contrôlées opérationnellement (c'est à dire hors Edison, EnBW et Dalkia notamment). Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de mettre à disposition des filiales un système leur garantissant des conditions financières de marchés ;
- 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, d'US CP (papier commercial aux Etats-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Ces programmes sont régulièrement utilisés en deçà de leur plafond. Pour EDF SA, les plafonds sont respectivement de 3,8 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 3 milliards de dollars U.S. pour les US CP et 1,5 milliard de dollars U.S. pour les Euro CP. EnBW, Edison et EDF Energy disposent aussi de programmes court terme d'un montant maximum de respectivement 2 milliards d'euros, 1,2 milliard d'euros et 1 milliard de livres sterling.

EDF accède également régulièrement au marché obligataire dans le cadre d'un programme EMTN (« Euro Medium Term Note Program ») mis à jour annuellement et faisant l'objet d'un enregistrement auprès des autorités de marché au Luxembourg, en France, et au Japon. Le plafond du programme est aujourd'hui de 11 milliards d'euros. Par ailleurs, EnBW et EDF Energy disposent eux aussi de leurs propres programmes EMTN d'un plafond respectivement de 3 milliards d'euros et 4 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les emprunts du Groupe supérieurs à 1 milliard d'euros au 31 décembre 2005 :

Type d'emprunt	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant (En millions d'euros)	Devis	Taux
Obligataire	EDF SA	1998	2009	1 996	EUR	5,0 %
Euro MTN	EDF SA	2001	2016	1 100	EUR	5,5 %
Euro MTN	EDF SA	2000	2010	1 000	EUR	5,8 %
Obligataire	IEB	2002	2007	1 272	EUR	—

- Six crédits syndiqués conclus respectivement par EDF, EDF Energy, EnBW, Edison, EDF Trading et RTE EDF Transport :
  - le crédit syndiqué d'EDF d'un montant de 6 milliards d'euros est valable jusqu'en 2012. Est comprise dans ce montant, une tranche « swingline » de 2 milliards d'euros tirable en valeur jour. Ce crédit syndiqué n'est pas subordonné au respect de ratios comptables ou à un niveau de notation financière déterminé. Au 31 décembre 2005, il ne faisait pas l'objet de tirages ;
  - le crédit syndiqué d'EDF Energy comporte une tranche de 500 millions de livres sterling valable jusqu'en 2008. Ce crédit syndiqué est subordonné au respect de certains *covenants* (maintain du contrôle de la société par EDF S.A.). Il est régulièrement utilisé. Au 31 décembre 2005, il faisait l'objet de tirages à hauteur de 90 millions de livres sterling ;
  - le crédit syndiqué de EnBW est composé de deux tranches : une tranche de 1 milliard d'euros d'une durée d'un an avec option de renouvellement et faculté de tirage à l'initiative de l'émetteur à l'échéance et une tranche de 1,5 milliards d'euros valable jusqu'en 2010. Au 31 décembre 2005, il ne faisait pas l'objet de tirages ;
  - le crédit syndiqué d'Edison d'un montant de 1,5 milliard d'euros est valable jusqu'en 2009. Au 31 décembre 2005, il ne faisait pas l'objet de tirages ;
  - le crédit syndiqué d'EDF Trading d'un montant de 500 millions d'euros est valable jusqu'en décembre 2009. Il comporte une tranche « swingline » de 200 millions d'euros. Ce crédit syndiqué est subordonné au respect de certains *covenants* (niveau de notation financière ou maintien du contrôle de la société par EDF S.A.). Au 31 décembre 2005, il ne faisait pas l'objet de tirages ; et
  - le crédit syndiqué de RTE EDF Transport mis en place en avril 2006, d'un montant total de 2,5 milliards d'euros, est divisé en deux tranches, l'une de 1 milliard d'euros portant sur 7 ans et l'autre de 1,5 milliard d'euros portant sur 364 jours. Ce crédit syndiqué n'est pas subordonné au respect de *covenants* spécifiques.

9.6.1.3 Notation financière en avril 2006

Les notes à long et court terme attribuées aux entités du Groupe EDF par les trois agences de notations financières Standard & Poor's, Moody's et Fitch IBCA sont les suivantes :

Sociétés	Agence	Notation Long Terme	Notation Court Terme
EDF SA	*Standard & Poor's*	AA– assortie d'une perspective négative	A-1+
	Moody's	Aa1 assortie d'une perspective stable	P-1
	Fitch IBCA	AA– assortie d'une perspective stable	F1+
RTE EDF Transport SA	*Standard & Poor's*	AA– assortie d'une perspective stable	A-1+
EDF Trading	*Moody's*	A3 assortie d'une perspective stable	N/A
EDF Energy	*Standard & Poor's*	A assortie d'une perspective stable	A-1
	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	P-2
	Fitch IBCA	A– assortie d'une perspective stable	F2
Edison	*Standard & Poor's*	BBB+ assortie d'une perspective stable	A-2
	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective stable	N/A
EnBW	*Standard & Poor's*	A– assortie d'une perspective positive	A-2
	Moody's	A2 assortie d'une perspective stable	P-1

9.6.2 Gestion du risque de change

Du fait de la diversification de ses activités et 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.

De manière générale, les flux de trésorerie 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 combustibles principalement libellés en dollars U.S. et de certains flux liés à des achats de matériel pour des montants moindres cependant.

Afin de limiter l'exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- Le financement par chaque entité de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa devise de comptabilisation. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés sont parfois utilisés pour limiter le risque de change.
- Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs internationaux est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Le Groupe a ainsi recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition de change sur ces actifs. Ces instruments financiers sont destinés à ne couvrir que les engagements fermes ou hautement probables et ne correspondent pas à des objectifs spéculatifs. 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 VAR et de scénarios de stress.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe par devise se décompose de la façon suivante au 31 décembre 2005 : 52,2 % en euros, 30,7 % en livres sterling et 8,7 % en dollars U.S., le solde (8,4 %) incluant le franc suisse, le florin hongrois, le zloty polonais et le real brésilien.

L'augmentation en pourcentage entre 2004 et 2005 de la portion de dette libellée en euros s'explique par l'entrée au périmètre de la dette d'Edison.

	31 décembre 2005				31 décembre 2004			
En millions d'euros	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	% de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Euro (EUR)	18 670	(3 150)	15 520	52,2	14 187	(2 265)	11 921	46,2
Dollar américain (USD)	3 212	(627)	2 585	8,7	3 739	(1 458)	2 280	8,8
Livre sterling (GBP)	5 933	3 191	9 124	30,7	5 477	3 483	8 961	34,8
Autres[1]	1 902	586	2 488	8,4	2 269	355	2 625	10,2
Total des emprunts	**29 717**	**—**	**29 717**	**100,0**	**25 672**	**115**	**25 787**	**100,0**

(1) Au 31 décembre 2005, le poste « Autres » se répartit principalement en reals brésiliens, en francs suisses, en yens japonais, en florins hongrois, et en zlotis polonais.

Le tableau ci-dessous présente l'impact d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe :

En millions d'euros	Dette après instruments de couverture convertie en euros	VaR 95 % à 1 an	Impact d'une variation de 10 % du taux de change	Dette après variation de 10 % du taux de change
EUR	15 520	—	—	15 520
USD	2 585	245	259	2 844
GBP	9 124	557	912	10 036
Autres	2 488	—	249	2 737
Total	**29 717**			**31 137**

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2005 :

En millions de devises	Actif[1]	Emprunts obligataires	Dérivés	Position nette après gestion (Actif))
USD	266	0	400	(134)
CHF (Suisse)	501	0	432	69
HUF (Hongrie)	54 957	0	54 478	479
PLN (Pologne)	1 504	0	1 738	(234)
GBP (Grande Bretagne)	3 381	754	2 187	440
ARS (Argentine)	(60)	0	0	(60)
BRL (Brésil)	(1 288)	0	0	(1 288)
SKK (Slovaquie)	7 294	0	0	7 294
CNY (Chine)	647	0	0	647

(1) L'actif représente les actifs nets des filiales étrangères du Groupe.

Le tableau ci-dessous présente le risque de perte de change sur la position nette globale liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2005, du fait d'une hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise, et de la VaR 95 % calculé sur un horizon d'une année.

En millions d'euros	Position nette en devises convertie en euros	Impact d'une variation de 10 % du cours de change	VaR change 95 % un an
USD	(113)	(13)	11
CHF (Suisse)	44	4	1
HUF (Hongrie)	2	0.2	0.1
PLN (Pologne)	(61)	(6)	6
GBP (Grande Bretagne)	641	64	39
ARS (Argentine)	(17)	(2)	2
BRL (Brésil)	(465)	(47)	73
SKK (Slovaquie)	193	19	9
CNY (Chine)	68	7	6

9.6.3 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement, notamment Edison et EnBW), dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières au moyen des indicateurs de VAR et EAR.

Dans ce cadre, EDF adapte de façon dynamique, la répartition entre taux fixe et taux variable en fonction des anticipations de taux d'intérêt du marché. Dans le cadre de cette répartition, elle peut être amenée à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique non spéculative de couverture.

Au 31 décembre 2005, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 73 % à taux fixe et 27 % à taux variable.

Le risque de perte potentielle, auquel est exposé le résultat financier du Groupe EDF au titre des emprunts et instruments hors bilan à taux variable en raison d'une évolution défavorable des taux, est mesuré par un calcul d'EAR. Ce calcul a été effectué au 31 décembre 2005, avec un horizon temporel de un mois et un intervalle de confiance de 95 %, sur l'horizon de la dette au-delà d'un an. Il fait apparaître un risque de variation défavorable du résultat financier prévisionnel de 29 millions d'euros pour l'année 2006 et de 99 millions d'euros en cumul pour les années ultérieures avec un maximum de 29 millions d'euros sur une année.

Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières de

86 millions d'euros sur la base de la dette brute après swaps à taux variable à fin 2005.

Le coupon moyen de la dette groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 5,6 % en 2005. Ce taux est resté stable depuis 2004.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe et l'incidence des opérations de couverture sur cette structure au 31 décembre 2004 et 2005 :

	31 décembre 2005			31 décembre 2004		
En millions d'euros	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
A taux fixe	21 686	63	21 749	19 056	(3 334)	15 722
A taux variable	8 031	(63)	7 968	6 616	3 449	10 065
Total des emprunts	**29 717**	**—**	**29 717**	**25 672**	**115**	**25 787**

9.6.4 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF S.A.

Le tableau ci-dessous présente la position nette globale, au 31 décembre 2005, du portefeuille d'actions tierces ou OPCVM constitué par EDF. Au titre de ce portefeuille, EDF S.A. est exposé au risque sur actions et au risque de taux.

	Portefeuille d'actions tierces ou OPCVM au 31 décembre 2005
Position à l'actif	1 688
Hors bilan	—
Position nette globale	1 688

Le détail des titres constituant ce portefeuille est également mentionné à la note 24.3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Les actifs dédiés ont été constitués par EDF S.A. progressivement depuis 1999 au titre des dépenses futures de démantèlement des centrales nucléaires actuellement en activité et au titre du stockage, sur longue période, des déchets de moyenne et haute activité. Ils sont gérés dans une perspective de long terme et sont investis en actions et obligations selon des règles définies en 1999 et révisées fin 2002 dans le cadre de principes de gouvernance des actifs dédiés.

Ces principes de gouvernance définissent la structure et le processus de décision et de contrôle pour la gestion des actifs dédiés. Une allocation stratégique d'actifs et une étude comparative sont définies pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille global. Les principes en vigueur pour la structuration du portefeuille d'actifs, la sélection des gestionnaires financiers, la structuration juridique, comptable et fiscale des fonds y sont également précisés.

Ainsi, la part actions de ces actifs dédiés fait l'objet d'une gestion déléguée, dans le cadre d'OPCVM (SICAV ou FCP) ouverts ou de FCP réservés. Les gérants des fonds réservés à la Société sont diversifiés et sélectionnés de manière rigoureuse pour réduire le risque global du portefeuille. Leurs mandats de gestion spécifient pour chacun un objectif exprimé par rapport à un indice boursier de référence et des limites de risque, portant notamment sur la volatilité et le suivi d'erreur de la performance des fonds, les produits et opérations autorisés, les ratios d'emprise. La sélection des fonds ouverts ressort de la même approche.

La qualité de la gestion des gérants et les performances des fonds font l'objet d'un suivi en continu pour garantir le respect de l'allocation stratégique et des principes de gouvernance des actifs dédiés d'EDF. Un compte-rendu de cette gestion est fait chaque année au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

Au 31 décembre 2005, le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF S.A. était géré à 48,55 % par référence à des indices actions et à 51,45 % par référence à des indices obligations.

La volatilité de la part actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence, l'indice MSCI World. Cette volatilité s'établissait au 31 décembre 2005 à 7,8 %. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 124 millions d'euros.

Au 31 décembre 2005, la sensibilité de la partie obligataire s'établissait à 4,26 %, 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 4,26 %.

9.7. Provisions

Le tableau ci-dessous synthétise la situation des provisions pour risques et charges (courantes et non courantes) au 31 décembre 2005 et au 31 décembre 2004 :

En millions d'euros	31 décembre 2005	1er janvier 2005	31 décembre 2004
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 336	10 408	10 408
Provisions pour évacuation et stockage des déchets radioactifs	4416	3 904	3 904
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	**14 752**	**14 312**	**14 312**
Provisions pour déconstruction des centrales	11 518	10 997	10 997
Provisions pour dépréciation des derniers cœurs	1 618	1 641	1 641
Provisions pour déconstruction et dernier cœur	**13 136**	**12 638**	**12 638**
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	14 167	14 135	14 135
Provisions autres avantages à long terme du personnel	405	369	369
Provisions pour avantages du personnel	**14 572**	**14 504**	**14 504**
Autres provisions pour risques et charges	**3 589**	**3 298**	**4 551**
Total des provisions	**46 049**	**44 752**	**46 005**

Au 1er janvier 2005, l'impact des normes IAS 32 et 39 s'élève à 1 253 millions d'euros sur le poste « Autres provisions pour risques et charges ». La provision sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente de titres IEB et Edison a été reclassée en passif financier dans la rubrique « juste valeur négative des dérivés de transaction » à hauteur de 1 227 millions d'euros.

Les éléments constitutifs des provisions et leurs variations sont détaillés dans la note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

9.8. Engagements hors bilan donnés du Groupe

9.8.1 Engagements donnés liés à l'exploitation, au financement et aux investissements

Les engagements hors bilan donnés par le Groupe en 2005 et 2004 sont détaillés ci-dessous :

	2005				2004
		Echéances			
(en millions d'euros)	Total	A moins d'un an	De un à cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Engagements liés à l'exploitation[1]	8 339	3 904	3 592	843	8 090
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	631	132	409	90	639
Engagements sur contrats commerciaux	1 582	1 159	365	58	228
Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations	2 611	1 619	881	111	3 440
Autres engagements liés à l'exploitation	3 515	994	1 937	584	3 783
Contrats de location simples	2 458	408	1 405	645	1 550
Engagements liés au financement	4 130	1 736	1 063	1 331	3 652
Garanties sur emprunts	3 865	1 700	917	1 247	3 246
Autres engagements liés au financement	265	36	146	84	406
Engagements liés aux investissements	5 260	1 583	1 330	2 347	7 805
Engagements d'acquisition et de cession de titres	4 766	1 535	894	2 337	7 572
Autres engagements liés aux investissements	494	48	436	10	233

(1) Hors matières premières et énergie.

Les **Engagements donnés liés à l'exploitation** qui s'établissent à 10 797 millions d'euros comprennent les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission, les engagements sur contrats commerciaux, les engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations (hors matières premières et énergie) et les autres engagements liés à l'exploitation. Les obligations en matière de locations simples s'élèvent à 2 458 millions d'euros. Les engagements donnés liés à l'exploitation sont présentés dans la note 13 de l'annexe aux comptes consolidés 2005 du Groupe.

Les **Engagements donnés liés au financement** qui s'établissent à 4 130 millions d'euros, soit 2,4 % du total du bilan consolidé, comprennent les garanties sur emprunts et les autres engagements liés au financement.

Les garanties sur emprunts au 31 décembre 2005 sont détaillées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Total	A moins d'un an	De un à cinq ans	A plus de cinq ans	% du bilan
Garanties sur emprunts					
Dont nantissements et hypothèques[1]	2 939	1 657	335	947	1,7
Dont garanties emprunt[2]	925	43	582	300	0,5
Autres	265	36	146	84	0,2

(1) Les nantissements et hypothèques concernent principalement les Independant Power Producers (IPP), la filiale polonaise Zielona Gora et des centrales de cogénération.
(2) Ces garanties ont été données par EDF SA, EDF International et EDF Energy.

Les **Engagements donnés liés aux investissements** comprennent les engagements d'acquisition de titres (principalement International EnBW et EDF Energies Nouvelles) à hauteur de 4 069 millions d'euros.

Les engagements de cession de titres s'élèvent à 697 millions d'euros et concernent la cession des sociétés Finel, Asa et deux centrales thermiques en Egypte. Les autres engagements relatifs aux investissements sont présentés dans la note 24.5 de l'annexe aux comptes consolidés 2005 du Groupe.

A la connaissance de la Société, il n'existe pas, à la date d'arrêté des comptes au 31 décembre 2005, d'engagements donnés hors-bilan significatifs autres que ceux décrits ci-dessus.

Le Groupe s'est également engagé à livrer de l'énergie et de l'électricité, principalement dans le cadre de contrats de vente ferme à des clients finals, de contrats à long terme passés avec un certain nombre d'électriciens européens, et de l'obligation de vendre par le biais d'enchères sur le marché français 6 000 MW par an pour une durée initiale de cinq ans.

Pour plus de précision sur ces engagements, voir la note 13 de l'annexe aux comptes consolidés 2005 du Groupe.

9.8.2 Engagements d'achat de matières premières, de combustible, d'énergie et de gaz

Le Groupe a souscrit des engagements d'achat de matières premières, de combustible, d'énergie et de gaz, principalement des contrats d'achats à long terme passés avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats dits de « *take or pay* » et des obligations d'achats prévues à l'article 10 de la loi du 10 février 2000.

9.8.3 Obligations contractuelles

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles du Groupe au 31 décembre 2005. Elles incluent les engagements hors bilan donnés du Groupe présentés à la section 9.8.1 du présent chapitre, ainsi que les emprunts et dettes financières à long-terme (incluant les dettes à long terme et les obligations en matière de location-financement).

		Paiement dû par période		
	Total	A moins d'un an	De un à cinq ans	A plus de cinq ans
Dettes à long terme	**29 358**	**6 384**	**12 015**	**10 959**
Obligations en matière de location-financement	**359**	**15**	**107**	**237**
Sous-total obligations contractuelles inscrites au bilan	**29 717**	**6 399**	**12 122**	**11 196**
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	631	132	409	90
Engagements sur contrats commerciaux	1 582	1 159	365	58
Engagements sur commandes d'exploitations et d'immobilisations	2 611	1 619	881	111
Autres engagements liés à l'exploitation	3 515	994	1 937	584
Contrats de location simple	2 458	408	1 405	645
Obligations contractuelles liées à l'exploitation	**10 797**	**4 312**	**4 997**	**1 488**
Garanties sur emprunts	3 864	1 700	917	1 247
Autres engagements liés au financement	265	36	146	84
Obligations contractuelles liées au financement	**4 130**	**1 736**	**1 063**	**1 331**
Engagements d'acquisition et de cession de titres	4 766	1 535	894	2 337
Autres engagements liés aux investissements	494	48	436	10
Obligations contractuelles liées aux investissements	**5 260**	**1 583**	**1 330**	**2 347**
Sous-total obligations contractuelles hors bilan	**20 187**	**7 631**	**7 390**	**5 166**
Total des obligations contractuelles	**49 903**	**14 029**	**19 512**	**16 362**

Les éléments constitutifs des engagements donnés par le Groupe sont détaillés dans la note 13 de l'annexe aux comptes consolidés 2005.

10 Trésorerie et capitaux

Concernant les informations relatives aux capitaux et flux de trésorerie, voir section 9.5 (« Flux de trésorerie et endettement financier net ») du présent Document de Référence. En ce qui concerne les informations relatives à la structure de financement de l'émetteur, voir section 9.6.1.2 (« Gestion du risque de liquidité ») du présent Document de Référence.

11 Recherche et développement, brevets et licences

Le Groupe EDF s'appuie sur une forte activité de recherche amont, de développement et d'appui à l'ensemble des directions opérationnelles et fonctionnelles du Groupe.

EDF est propriétaire exploitant de nombreuses installations, tout spécialement de production et au premier chef d'installations nucléaires : ceci constitue un moteur privilégié d'une dynamique de recherche et développement (R&D). Par ailleurs, les technologies nouvelles de production et de stockage de l'énergie à différentes échelles, les développements visant à la maîtrise de l'énergie, la montée des problématiques liées au changement climatique et à l'environnement, les incertitudes et contraintes sur l'usage de l'eau et la multiplication des acteurs intervenants autour du réseau de distribution de l'électricité ouvrent et renouvellent des champs de recherche qui auront un impact sur le modèle d'activités du Groupe.

Cet investissement dans l'avenir souligne l'ambition du Groupe EDF de se positionner sur le terrain de l'innovation et d'en faire une activité à valeur ajoutée au service de ses métiers.

11.1 Chiffres clés

En 2005, le montant global des dépenses de recherche et développement du Groupe inscrit au compte de résultat s'élève à 402 millions d'euros (dont 387 millions d'euros pour la France) contre 455 millions d'euros en 2004 (dont 446 millions d'euros pour la France), soit une baisse de 9,6 %. Cette diminution des dépenses de R&D est liée à une optimisation des coûts et au ciblage des projets. Le Groupe a consacré 31 % de ces dépenses en 2005 à des projets visant à l'amélioration de l'environnement, contre 25 % en 2004.

En 2005, le portefeuille de la R&D d'EDF était constitué de plus de 1000 projets et affaires[32].

11.2 R&D, puissance d'expertise de l'opérationnel à la préparation de l'avenir

Développer des projets pour la performance opérationnelle et mobiliser les expertises en cas d'urgence

La liste ci-dessous présente quelques résultats de projets en cours de réalisation en 2005 :

- Modèle de Simulation Stochastique des Prix Spots (SSPS)

  La R&D a développé, en liaison avec la Direction du Contrôle des Risques Groupe et la Direction Commerce, un simulateur de prix spot sur un horizon annuel. Grâce à la modélisation des équilibres physiques de marchés spot ainsi qu'à la simulation des aléas fondamentaux dirigeant les prix (demande, indisponibilité…), ce simulateur permet d'accéder non seulement au niveau moyen des prix, mais aussi à leur volatilité intrinsèque. L'avantage par rapport aux prévisions de prix basées sur des historiques est la possibilité d'analyser l'impact de certains paramètres (taux de remplissage des lacs, modulation nucléaire,…) pour lesquels il n'existe pas d'historique.

- Des technologies de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE ») innovantes — isolants thermiques sous vide pour la rénovation :

  Pour parvenir à des économies d'énergie significatives dans les années à venir dans le secteur du bâtiment (plus de 40 % de la consommation énergétique totale en France), l'enjeu prépondérant réside dans la rénovation des bâtiments existants. L'ensemble des acteurs de la rénovation réclament la création d'isolants minces et très performants, pour traiter des bâtiments anciens et mal isolés.

  Sept à huit fois plus performants que les isolants classiques (polystyrène, laine minérale) les isolants sous vide semblent très prometteurs. Mais l'étanchéité et l'isolation qu'ils procurent tend à se dégrader avec les années. EDF R&D, dans le cadre d'un projet avec l'ADEME, a analysé le processus de dégradation de ces isolants.

- Dépenses d'investissement sur le réseau :

  La mise en conformité réglementaire va conduire RTE-EDF Transport à réduire la pression du gaz interne aux dispositifs de commande des disjoncteurs qui protègent le réseau de transport. Des essais réalisés dans les laboratoires de la Direction R&D ont montré que les disjoncteurs conservent leur performance dans ces nouvelles conditions de fonctionnement. Ces tests ont ainsi contribué à éviter des dépenses de remise à niveau systématique de près de 3 000 disjoncteurs, soit environ 20 % du parc.

- Mise en service de CASSIOPEE, nouvelle chaîne de calcul des cœurs.

  Résultat d'un projet ayant rassemblé de nombreuses entités du Groupe, la nouvelle chaîne de calculs des cœurs d'EDF, baptisée CASSIOPEE, est en exploitation depuis mai 2005. EDF R&D a assuré le pilotage général de ce projet, tout en apportant son expertise dans les schémas de calcul neutronique, l'architecture des systèmes d'information, les processus de développement de codes scientifiques, le couplage des différentes disciplines, etc. Composée de multiples applications réparties, cette chaîne sert à calculer les recharges et étudier les nouvelles gestions de combustibles avec une finesse accrue, ouvrant ainsi de nouvelles possibilités pour augmenter les performances des cœurs. Ainsi, elle permet de démontrer que la sûreté reste garantie avec des taux de combustion plus élevés. L'outil CASSIOPEE a fait l'objet d'une qualification étendue sur la base de résultats obtenus en réacteurs expérimentaux et d'essais réalisés en centrales. Il doit faciliter la tâche des utilisateurs chargés d'optimiser et de justifier les choix de l'exploitant à chaque renouvellement du combustible.

[32] Dans la typologie Recherche et Développement du Groupe EDF, les affaires sont en général monodisciplinaires et possèdent une durée limitée dans le temps inférieure à un an, alors que les projets appellent plusieurs compétences, y compris au travers de partenariats de recherche externes au Groupe, et sont en général pluri-annuels.

- Le câble basse tension de branchement : une spécification commune et des économies d'achats, illustration de la synergie Groupe.

  Un nouveau type de câble souterrain basse tension est utilisé pour les branchements des clients depuis avril 2005. Plus économique que le modèle précédent et présentant un haut niveau de sécurité, ce câble résulte d'une étroite coopération entre EDF Energy et EDF R&D : Le nouveau modèle est proche du câble largement répandu en Grande Bretagne, ce qui permet de s'appuyer sur un retour d'expérience important. Il a ainsi été possible de bâtir une spécification technique « harmonisée », commune à EDF et EDF Energy, et de mettre en place une démarche de qualification conjointe (élaboration de la spécification technique et d'essais, suivi de la certification des fabricants et gestion partagée des audits d'évaluation).

Eclairer l'avenir et préparer les relais de croissance : les 14 défis

S'inscrivant dans une logique d'anticipation et de rupture technologique, les travaux de R&D de préparation de l'avenir s'organisent autour de 14 défis ou orientations de moyen/long terme pilotés par des collectifs associant des responsables de la R&D, des responsables opérationnels et des personnalités externes :

- trois défis au service de la performance de la production : fournir outils et expertises pour assurer une durée de vie des tranches nucléaires au delà de 40 ans, comprendre et simuler les mécanismes de dégradation des matériaux, assurer l'usage optimal du combustible nucléaire dans la sûreté ;
- quatre défis au service du commercial, pour renforcer l'avenir des services et des relations avec des clients, résidentiels ou tertiaires, industriels ou collectivités locales, et enfin aider ceux qui n'ont pas encore l'électricité, le tout dans un contexte où les problématiques de MDE et d'environnement montent en puissance ;
- trois défis au service des régulations et marchés de l'électricité, pour comprendre et maîtriser les règles des marchés de l'électricité afin d'y obtenir des avantages concurrentiels et rester pleinement acteur en optimisant l'articulation amont-aval, l'arbitrage entre les différentes sources d'énergie (nucléaire, hydraulique, moyens de pointe, appel au marché, MDE...) ;
- trois défis transverses aux métiers du Groupe EDF : maîtrise des impacts environnementaux et sanitaires des installations de production, réseaux intelligents intégrant les énergies locales, l'eau : anticiper sa rareté, la sécheresse et ses excès, les inondations, bien gérer cette ressource essentielle ; et
- enfin, un défi sur la performance de la simulation numérique, pour garantir la crédibilité et le leadership de la R&D d'EDF.

11.3 Politique de propriété intellectuelle

Avec l'ouverture des marchés, la politique d'EDF en matière de propriété intellectuelle prend une importance accrue. La propriété industrielle (brevets, marques et, plus généralement, savoir-faire) joue un rôle majeur dans la protection des technologies du Groupe EDF face à la concurrence. Le développement et la gestion de ce patrimoine intellectuel visent en premier lieu à protéger les connaissances et à défendre les savoir-faire spécifiques du Groupe. En second lieu, détenir la propriété intellectuelle de ces savoir-faire permet de négocier des accords de transfert de technologies ou de concéder des licences d'exploitation à des tiers dans une optique de valorisation de ce patrimoine. Enfin, dans les domaines en rupture qui pourront à l'avenir être l'objet de nouveaux services énergétiques, détenir des brevets sur les technologies clés est un facteur important de compétitivité.

La Direction de la Communication Corporate et Commerciale assure la protection de la marque « EDF » et des marques institutionnelles du Groupe tandis que le Département Marques de la Branche Commerce s'occupe des marques commerciales en lien avec la Direction de la Communication sus-mentionnée. Un groupe de la Direction R&D assure la gestion du portefeuille des autres marques déposées par EDF, ainsi que la gestion du portefeuille de brevets d'EDF.

Brevets

Fin 2005, le portefeuille d'EDF comprenait 377 innovations brevetées, d'un âge moyen de 8,2 ans et protégées par 1045 titres de propriété en France et à l'étranger. 25 % des brevets sont co-déposés avec des industriels ou des universités.

Concernant les inventions brevetables, les logiciels ou les savoir-faire issus du développement de produits ou services nouveaux auxquels EDF contribue financièrement et intellectuellement, la politique de propriété intellectuelle du Groupe est, a minima, de s'assurer contractuellement de la liberté d'exploitation permettant à EDF et à ses filiales d'exercer leur métier d'énergéticien, par elles-mêmes ou avec tout fournisseur ou sous-traitant de leur choix. La nature et l'ampleur des droits à acquérir sur les résultats étant déterminées, il reste pour EDF à fixer dans le contrat de développement le régime de propriété le mieux adapté.

Marques

« EDF » est une marque déposée en France et dans 60 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi cette marque, les noms de domaine Internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. En outre, le Groupe a déposé de nombreuses autres marques, en particulier, celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

12 Information sur les tendances

12.1 L'amélioration de la performance : programme « Altitude »

Le programme de performance du Groupe (programme Altitude) lancé fin 2004 repose sur trois axes majeurs : stabilisation progressive des charges d'exploitation en France à l'horizon 2007/2008, poursuite des gains de productivité à l'international et optimisation du besoin en fonds de roulement.

Ce programme vise un impact de l'ordre de 1 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe par rapport à 2004 sur l'exercice 2007 (avant prise en compte des coûts de transformation et d'adaptation de l'entreprise dus notamment à l'ouverture du marché au 1er juillet 2007) et un gain sur le besoin en fonds de roulement du Groupe de 1,5 milliard d'euros sur la période 2005-2007.

En 2005, l'impact du programme Altitude sur l'excédent brut d'exploitation est supérieur de 20 % à l'objectif annuel qui était fixé à 350 millions d'euros. Cette performance s'explique notamment par des progrès significatifs vers la stabilisation des charges d'exploitation en France et par la poursuite de la réalisation des gains de productivité à l'international, en particulier au Royaume Uni et en Allemagne.

Sur le plan du besoin en fonds de roulement, EDF dépasse là aussi de 20 % ses objectifs de l'année avec une contribution 2005 supérieure à 600 millions d'euros.

12.2 Evolution des prix de marché de l'électricité en France au premier trimestre en 2006

Les prix de l'électricité du jour pour le lendemain ont connu une forte augmentation sur le premier trimestre 2006 par comparaison au premier trimestre 2005, en passant de 40,69 €/MWh à 70,49 €/MWh en base sur Powernext. La progression du prix du CO_2 et les conditions climatiques expliquent cette évolution. En effet, l'hiver 2005-2006 a été le dixième hiver le plus froid depuis 1950 et les précipitations ont été inférieures aux normales.

Les prix à terme de l'électricité ont été également en forte augmentation en raison notamment de la progression du prix du CO_2. Pour le produit base avec livraison pour l'année calendaire suivante, les prix sont ainsi passés de 34,5 €/MWh en moyenne sur le premier trimestre 2005 à 57,40 €/MWh en moyenne sur le premier trimestre 2006. Depuis avril 2006, ce produit cote au dessus de 60 €/MWh constituant une progression de presque 10 €/MWh depuis le 1er janvier 2006.

Néanmoins durant la semaine du 24 avril, des annonces sur les émissions 2005 de CO_2 de certains pays ont provoqué une chute brutale du prix des quotas de CO_2. Le prix à terme de l'électricité a réagi à la baisse en annulant une part importante de la progression depuis début janvier 2006 et cotant en dessous de 55 €/MWh.

13 Perspectives financières

Le Groupe confirme les perspectives financières à moyen terme annoncées lors de son introduction en bourse, qui figurent à la section 7.1 de l'actualisation de son Document de Base déposée auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 septembre 2005, ayant fait l'objet d'un rapport des Commissaires aux comptes figurant à la section 7.2 de ce document.

Ainsi, le Groupe attend une croissance moyenne annuelle du résultat net consolidé (part du Groupe) à deux chiffres entre 2005 et 2008, hors événement non récurrent, incluant l'hypothèse d'évolution du tarif intégré décrite ci-dessous.

Cette évaluation prospective est construite autour des principales hypothèses suivantes :

- en France, une croissance de la demande de l'ordre de 1,5 % par an, à climat normé[33] ;
- une évolution des tarifs intégrés en France proche de la hausse des prix à la consommation, sans être supérieure au taux de l'inflation pendant les années concernées ;
- dans les filiales en France et à l'International, une croissance annuelle moyenne de l'EBITDA au moins égale à l'inflation de la zone Euro ;
- la réalisation du programme Altitude produisant progressivement un impact net de l'ordre de 1 milliard d'euros sur l'EBITDA du Groupe à l'horizon 2007, calculé avant prise en compte des coûts de transformation et d'adaptation de l'entreprise dus notamment à l'ouverture complète des marchés au 1er juillet 2007 ;
- une croissance organique de l'EBITDA de 3 à 6 % par an en moyenne entre 2005 et 2008, dépendant notamment de l'hypothèse d'évolution des tarifs intégrés en France rappelée ci-dessus ;
- l'absence d'évolution majeure des charges d'amortissement et du résultat financier sur la période.

Ces évolutions de résultats sont exprimées en croissance organique. Elles sont établies à principes comptables constants et sans prise en compte de la volatilité induite par l'application des normes IAS 32/39 sur la période.

Par ailleurs, le Groupe se fixe les objectifs suivants :

- un taux de distribution de dividendes de 50 % du résultat net, hors éléments non récurrents, dès le dividende à verser en 2006, au titre des résultats de 2005 ;
- le maintien d'un niveau de notation élevé adapté à son profil et son ambition, dans le cadre d'une gestion prudentielle de son bilan ;
- une stabilisation de la dette financière nette à l'horizon 2008 à un niveau ne dépassant pas celui atteint fin 2005; dans ce cadre, le Groupe envisage un programme de cessions d'actifs sur 3 ans avec un objectif d'impact sur la dette financière nette consolidée d'environ 5 milliards d'euros à fin 2007.

Les perspectives financières ci-dessus sont fondées sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par EDF. Elles sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au Chapitre 4 « Facteurs de risques » du présent Document de Référence aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs et prévisions. Par ailleurs, la réalisation des objectifs et prévisions suppose la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée à la section 6.1 « Stratégie ». EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs et prévisions figurant au présent Chapitre « Perspectives financières ».

[33] Conditions de température moyenne sur longue période.

14 Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale

14.1. Conseil d'administration

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration.

14.1.1 Composition du Conseil d'administration

La Société est administrée par un Conseil d'administration de dix-huit membres composé conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.

Jusqu'à l'Assemblée générale du 14 février 2006, le Conseil d'administration était constitué de six personnalités qualifiées, de six représentants de l'Etat nommés par décret, ainsi que de six représentants élus des salariés, soit dix-huit administrateurs. Le Président du Conseil d'administration était nommé par décret, parmi les administrateurs personnalités qualifiées, sur proposition du Conseil d'administration.

A compter de l'Assemblée générale du 14 février 2006, conformément à la loi précitée et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935, l'Etat détenant moins de 90 % du capital d'EDF, le Conseil d'administration de la Société reste composé de dix-huit membres, dont un tiers sont des représentants des salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'Etat nommés par décret. L'Etat ayant nommé six représentants par décret, l'Assemblée générale du 14 février 2006 a ainsi nommé six administrateurs : Messieurs Pierre Gadonneix, Frank E. Dangeard, Daniel Foundoulis, Claude Moreau, Henri Proglio et Louis Schweitzer.

La durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. Ils restent en fonction jusqu'à la première réunion du Conseil renouvelé conformément à la loi. En conséquence, les mandats des six administrateurs ci-dessus prendront fin le 22 novembre 2009. En cas de vacance pour quelque cause que ce soit du siège d'un membre du Conseil d'administration, son remplaçant n'exerce ses fonctions que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil d'administration.

Les membres de la mission de contrôle économique et financier de l'Etat et le Secrétaire du Comité d'entreprise assistent également aux séances du Conseil d'administration sans voix délibérative et sont invités aux réunions des comités.

L'article 13-I des statuts d'EDF prévoit que le Conseil d'administration peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux ou locaux des questions énergétiques.

Le nombre des administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers des administrateurs en fonction.

14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration

Composition du Conseil d'administration au 31 décembre 2005

Au 31 décembre 2005, les administrateurs de la Société étaient les suivants :

Nom, prénom, âge, mandat et fonction principale exercée dans la société	Durée du mandat	Fonction principale exercée en dehors de la société
Pierre Gadonneix 63 ans Président directeur général	*1(ère) nomination (EPIC) :* Décret du 8 septembre 2004 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Membre du Conseil de surveillance de Dalkia Président du Conseil d'administration de l'Association Electra et de Transalpina di Energia Administrateur d'Edison Membre du Conseil Economique et Social
François Jacq 40 ans Administrateur représentant l'Etat	*1(ère) nomination (EDF SA) :* Décret du 31 août 2005	Directeur de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) à la Direction générale de l'énergie et des matières premières du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

Nom, prénom, âge, mandat et fonction principale exercée dans la société	Durée du mandat	Fonction principale exercée en dehors de la société
André Aurengo 57 ans Administrateur représentant l'Etat	*1(ère) nomination (EPIC) :* Décret du 9 juillet 1999 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Chef du service de médecine nucléaire au CHU Pitié Salpétrière
Bruno Bézard 43 ans Administrateur représentant l'Etat	*1(ère) nomination (EPIC) :* Décret du 1er août 2002 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Directeur Général adjoint de l'Agence des Participations de l'Etat au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie
Pierre-Mathieu Duhamel 49 ans Administrateur représentant l'Etat	*1(ère) nomination (EPIC) :* Décret du 31 janvier 2003 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Directeur du Budget, au Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie
Yannick d'Escatha 58 ans Administrateur représentant l'Etat	*1(ère) nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004	Président du Centre National d'Etudes Spatiales
Jean-Pierre Lafon 65 ans Administrateur représentant l'Etat	*1(ère) nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004	Secrétaire général au ministère des Affaires Etrangères
Frank E. Dangeard 48 ans Administrateur nommé par l'Assemblée	*1(ère) nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004	Président-Directeur général de Thomson, Administrateur de Calyon, d'Eutelsat et d'Orange
Daniel Foundoulis 66 ans Administrateur nommé par l'Assemblée	*1(ère) nomination (EPIC) :* Décret du 9 juillet 1999 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Membre du Conseil National de la Consommation et du Groupe et du Groupe Consultatif au Conseil Européen des Consommateurs à Bruxelles
Claude Moreau 75 ans Administrateur nommé par l'Assemblée	*1(ère) nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004	Président de la Commission Interministérielle « Véhicules Propres et Economes en Energie » (CIVEPE) Gérant de la SCI Maison de l'Industrie
Henri Proglio 56 ans Administrateur nommé par l'Assemblée	*1(ère) nomination (EPIC) :* Décret du 8 septembre 2004 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Président Directeur Général de Veolia Environnement Gérant de Véolia Eau — Compagnie générale des Eaux
Louis Schweitzer 63 ans Administrateur nommé par l'Assemblée	*1(ère) nomination (EPIC) :* Décret du 9 juillet 1999 *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004	Président du Conseil d'administration de Renault SA, et AstraZeneca Vice-Président du Conseil de surveillance de Philips
Laurence Drouhin-Hoeffling 37 ans Administrateur représentant les salariés	*1(ère) nomination :* Elections du 6 mai 1999 Réélue lors des élections du 6 mai 2004	Rédactrice veille concurrentielle et observatoires économiques
Catherine Nedelec 48 ans Administrateur représentant les salariés	*1(ère) nomination :* Elections du 6 mai 1999 Réélue lors des élections du 6 mai 2004	Ingénieur
Marie-Catherine Polo Daguerre 45 ans Administrateur représentant les salariés	*1(ère) nomination :* Elections du 6 mai 1999 Réélue lors des élections du 6 mai 2004	Conseillère clientèle
Jacky Chorin 47 ans Administrateur représentant les salariés	*1(ère) nomination :* Elections du 6 mai 2004	Juriste
Alexandre Grillat 34 ans Administrateur représentant les salariés	*1(ère) nomination :* Elections du 6 mai 2004	Ingénieur

Nom, prénom, âge, mandat et fonction principale exercée dans la société	Durée du mandat	Fonction principale exercée en dehors de la société
Philippe Pesteil 48 ans Administrateur représentant les salariés	*1(ère) nomination :* Elections du 6 mai 2004	Ingénieur

Evolutions récentes de la composition du Conseil d'administration

Madame Michèle Rousseau a occupé les fonctions d'administrateur représentant de l'Etat au Conseil d'administration d'EDF jusqu'en août 2005. Monsieur François Jacq a été nommé en remplacement de Madame Michèle Rousseau par décret publié au Journal Officiel le 1er septembre 2005.

Par ailleurs, par décret publié au Journal Officiel le 12 avril 2006, Monsieur Philippe Faure (secrétaire général du ministère des affaires étrangères) a été nommé administrateur en remplacement de Monsieur Jean-Pierre Lafon et Monsieur Philippe Josse (directeur du budget au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie) a été nommé administrateur en remplacement de Monsieur Pierre-Mathieu Duhamel.

Renseignements personnels concernant les administrateurs

Pierre Gadonneix (63 ans). Né le 10 janvier 1943 à New York (États-Unis d'Amérique), Pierre Gadonneix est Docteur ès économie d'entreprise de la Business School de l'université de Harvard, ancien élève de l'École Polytechnique (1962), diplômé de l'École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs et licencié ès sciences économiques. Après avoir créé une entreprise de service en informatique (SEFI) qu'il a cédée à un grand groupe industriel en 1972, Pierre Gadonneix a été Directeur à l'Institut de développement industriel (IDI). En 1976, il a été conseiller technique au cabinet du ministre de l'Industrie et de la Recherche. Il a été Directeur des Industries Métallurgiques, Mécaniques et Électriques au ministère de l'Industrie (1978 à 1987), puis Directeur Général de Gaz de France (1987 à 1995), dont il est devenu le Président en 1995. Pierre Gadonneix a participé au Conseil d'administration d'EDF en tant que Commissaire adjoint du Gouvernement de 1978 à 1987. Il est membre du Conseil Économique et Social depuis 1994. De 1993 à 1999, il a été Président du Conseil Français de l'énergie et en 2004, il a été élu vice-Président Europe du Conseil Mondial de l'Energie. Président-Directeur Général d'EDF SA depuis 2004. Pierre Gadonneix est membre du Conseil de surveillance de Dalkia, Président du Conseil d'administration de l'Association Electra, Président du Conseil d'administration de Transalpina di Energia et administrateur d'Edison. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

François Jacq (40 ans). Né le 28 octobre 1965 à Harfleur (France), François Jacq est ancien élève de l'École Polytechnique (1986), et ingénieur en chef des mines (1991). Docteur de l'École des mines de Paris (1996), il a commencé sa carrière comme chercheur (1993-1996). Il s'est intéressé notamment à l'histoire des politiques de recherche et d'innovation. Il a été ensuite Directeur du département énergie, transports, environnement et ressources naturelles du ministère chargé de la recherche (1997-2000). Il est ensuite devenu Directeur Général de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra). Il a été nommé Directeur de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) le 3 août 2005. Administrateur d'EDF depuis septembre 2005.

André Aurengo (57 ans). Né le 4 avril 1949 à Neuilly sur Seine (France), André Aurengo est ancien élève de l'École Polytechnique, ancien interne des Hôpitaux de Paris, Docteur de médecine, Docteur ès sciences. Il est membre titulaire de l'Académie de médecine et Président de la section de radioprotection du Conseil supérieur d'hygiène publique de France. Il exerce les fonctions de Chef de service de médecine nucléaire au groupe hospitalier Pitié-Salpêtrière et de professeur de biophysique à la Faculté de médecine Pitié-Salpêtrière. Chargé de mission par le ministre de l'écologie et le ministre de la santé, sur les conséquences de l'accident de Tchernobyl. Mandaté en 1998 il a participé à la mission Curien sur la transparence du nucléaire. En septembre 2004, il est devenu membre du Conseil scientifique de l'Institut de recherche en sûreté nucléaire et radioprotection (IRSN). Il est Président de la Société française de radioprotection (SFRP) depuis mai 2005. Administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Bruno Bézard (43 ans). Né le 19 mai 1963 à Chauny (France), Bruno Bézard est ancien élève de l'École Polytechnique et de l'ENA ; Inspecteur Général des finances, il est actuellement Directeur général adjoint de l'Agence des participations de l'État (APE). Il a exercé notamment les fonctions de sous-directeur des assurances à la direction du trésor, de Directeur adjoint du cabinet de Christian Sautter au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, de Vice-Président du Club de Paris puis de conseiller pour les affaires économiques et financières au cabinet de Lionel Jospin à Matignon. Bruno Bézard occupait le poste de Chef du service des participations et des financements à la direction du trésor depuis juillet 2002 au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie avant sa nomination à l'APE. Bruno Bézard est administrateur d'Areva, de France Télévisions, de La Poste et de la SNCF. Administrateur d'EDF depuis août 2002.

Pierre-Mathieu Duhamel (49 ans). Né le 17 novembre 1956 à Boulogne-Billancourt (France), diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et de l'ENA, Pierre-Mathieu Duhamel a été Directeur du budget au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie jusqu'au 31 mars 2006. Il est ancien Directeur général des douanes et droits indirects, ancien Directeur de la comptabilité publique. Pierre-Mathieu Duhamel est administrateur d'Air France-KLM, de France Télécom et de la SNCF. Administrateur d'EDF depuis janvier 2003, Pierre-Mathieu Duhamel a été remplacé dans ses fonctions par M. Philippe Josse par décret publié au Journal Officiel le 12 avril 2006.

Yannick d'Escatha (58 ans). Né le 18 mars 1948 à Paris (France), Yannick d'Escatha est ancien élève de l'École Polytechnique et Ingénieur du corps des mines. Enseignant à l'École Polytechnique. Chercheur spécialiste de la mécanique des sols, de la mécanique des structures et de la mécanique de la rupture, il a été nommé en 1978 chef du bureau de contrôle de la construction nucléaire en charge du contrôle technique de l'État sur le programme électronucléaire français. Il est détaché en 1982 auprès de la société Technicatome, filiale du Commissariat à l'énergie

atomique (CEA), spécialisée dans l'ingénierie nucléaire et notamment dans la propulsion navale, dont il deviendra le Directeur Général adjoint en 1987. Il est nommé Directeur des technologies avancées du CEA en 1990, puis administrateur général adjoint en 1992, et administrateur général en 1995. En 1999, il est nommé Président de CEA-Industrie. En 2000, il est nommé Directeur Général Délégué d'EDF. En 2003, il est nommé Président du Centre national d'études spatiales (CNES). Yannick d'Escatha est membre de l'Académie des technologies, Président du Conseil d'administration de l'École Polytechnique, représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation. Administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Jean-Pierre Lafon (65 ans). Né le 2 mars 1941 à Paris (France), Jean-Pierre Lafon est diplômé de l'Institut d'études politiques et ancien élève de l'ENA. Il a été en poste notamment à Londres, Téhéran et au Niger. Il a été conseiller technique au cabinet du Premier Ministre Jacques Chirac, Directeur des Nations unies et des Organisations internationales du ministère des Affaires étrangères puis Ambassadeur de France au Liban, avant d'être Directeur des Français de l'étranger et des étrangers en France, puis Ambassadeur de France en Chine. Secrétaire général du ministère des affaires étrangères d'août 2004 à mars 2006. Nommé Ambassadeur de France en mars 2005. Membre du Conseil de surveillance d'Areva de septembre 2004 à avril 2006 et membre du Comité de l'Energie atomique de septembre 2004 à avril 2006. Administrateur d'EDF depuis novembre 2004, Jean-Pierre Lafon a été remplacé dans ses fonctions d'administrateur par M. Philippe Faure par décret publié au Journal Officiel le 12 avril 2006.

Frank E. Dangeard (48 ans). Né le 25 février 1958 à Ottawa (Canada), Frank E. Dangeard est diplômé de HEC, de l'Institut d'études politiques de Paris, et de la Harvard Law School. Il a été avocat aux États-Unis et à Londres, de 1986 à 1989, puis il a occupé le poste de Managing Director à la banque Warburg, et a été nommé Président du Directoire de SBC Warburg France en 1995, avant de rejoindre, en 1997, le groupe Thomson multimédia. De septembre 2002 à septembre 2004, il a occupé les fonctions de Directeur Général adjoint de France Télécom. Depuis septembre 2004, il est Président-Directeur Général de Thomson. Frank E. Dangeard est administrateur d'Orange, de Calyon et d'Eutelsat. Administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Daniel Foundoulis (67 ans). Né le 13 avril 1939 à Paris (France), Daniel Foundoulis a été technicien de laboratoire dans le domaine maxilofacial, a exercé des responsabilités en hôpital, en cabinet, puis comme gérant d'un laboratoire de prothèses dentaires. Il est actuellement membre du groupe consultatif européen des consommateurs à Bruxelles. Daniel Foundoulis est membre du bureau du Conseil national de la consommation (CNC). Administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Claude Moreau (75 ans). Né le 22 janvier 1931 à Civray (France), Claude Moreau est diplômé de l'École supérieure de commerce de Poitiers et de l'Institut financier de gestion (promotion Louis Pasteur). Vice-Président du Conseil régional de Poitou-Charentes de 1986 à 2004. Ancien Président d'une société d'édition, il a fondé les éditions Scolavox, l'Institut de formation à l'éducation à l'environnement (IFREE), ainsi que le Centre d'études et de recherche sur les véhicules électriques et hybrides (CEREVEH). Il est Président de la Commission interministérielle « Véhicules propres et économes en énergie » (CIVEPE). Administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Henri Proglio (56 ans). Né le 29 juin 1949 à Antibes (France), Henri Proglio est diplômé de HEC. Il a rejoint la Compagnie Générale des Eaux en 1972 et a été nommé Président-Directeur Général de CGEA en 1990. Il a été nommé Vice-Président de Vivendi Universal et Président-Directeur Général de Vivendi Water en 1999 avant de devenir Président du directoire de Veolia Environnement en 2000 puis Président-Directeur Général en 2003. A l'intérieur du Groupe Veolia Environnement, Henri Proglio est Président du Conseil de surveillance de Dalkia France; Président du Conseil d'administration de Veolia Transport, Veolia Propreté et Veolia Water ; administrateur de Dalkia International, des Eaux de Marseille, Sarp, Sarp Industries, Collex, Veolia Transport Australia, VES (Veolia Environmental Services), Siram, Onyx Asia, VT Northen Europe (Veolia Transport Northen Europe) et ONAC; membre des Conseils de surveillance A&B de Dalkia; gérant de Veolia Eau-Compagnie Générale des Eaux. En dehors du groupe Veolia Environnement, Henri Proglio est membre du Conseil de surveillance de CNP Assurances, d'Elior et de Lagardère; administrateur de Casino Guichard Perrachon et de Thalès ; censeur au Conseil de surveillance de la Caisse nationale des Caisses d'épargne. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Louis Schweitzer (63 ans). Né le 8 juillet 1942 à Genève (Suisse), Louis Schweitzer est Président de la Haute autorité de lutte contre les discriminations et pour l'égalité. Il est également Président du Conseil d'administration de Renault après en avoir été successivement Directeur financier et du Plan, Directeur Général adjoint puis Président-Directeur Général. Louis Schweitzer a exercé des responsabilités à la direction générale de l'Assistance Publique, puis à l'Inspection générale des finances, à la direction du Budget et en cabinets ministériels. Louis Schweitzer est Président du Conseil d'administration d'AstraZeneca, administrateur de BNP Paribas, L'Oréal, Veolia Environnement et AB Volvo, membre du Comité consultatif d'Allianz et de la Banque de France et Vice-Président du Conseil de surveillance de Philips. Administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Laurence Drouhin-Hoeffling (37 ans). Administratrice représentante élue des salariés, parrainée par la CGT. Née le 8 mars 1969 à Chalon sur Saône (France). Titulaire d'un brevet de technicien supérieur en Action Commerciale, Laurence Drouhin-Hoeffling est embauchée à EDF en 1991 au service commercial. Elle est ensuite chargée de la veille concurrentielle et de l'observatoire économique en Bourgogne du Sud. Elle est actuellement rattachée au service Ressources humaines du centre EDF Gaz de France distribution Bourgogne du sud. Elle est responsable régionale Bourgogne des cadres CGT-UFICT. Administratrice d'EDF depuis janvier 2002.

Catherine Nedelec (48 ans). Administratrice représentante élue des salariés, parrainée par la CGT. Née le 19 août 1957 à Chaumont (France), Catherine Nédélec est diplômée de l'École Supérieure d'Électricité. Elle est entrée en 1981 à EDF, et a effectué sa carrière à la direction de l'équipement puis à la direction Production Ingénierie. Elle est aujourd'hui attachée au CIT (Centre d'Ingénierie Thermique). Elle exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines énergie et de l'Union Fédérale des Ingénieurs Cadres et Techniciens. Administratrice d'EDF depuis novembre 2000.

Marie-Catherine Polo Daguerre (45 ans). Administratrice représentante élue des salariés, parrainée par la CGT. Née le 15 novembre 1960 à Mont de Marsan (France), Marie-Catherine Polo Daguerre a rejoint EDF Gaz de France Distribution en Gironde en 1982, où elle a fait la première partie de sa carrière dans la filière administrative puis s'est orientée vers les relations avec la clientèle. Parallèlement, elle a exercé pendant deux ans un mandat au sein du Conseil Economique et Social Régional d'Aquitaine, ainsi que des responsabilités syndicales d'abord au sein de son unité, puis au niveau de la direction nationale de la Fédération mines Energies CGT. Administratrice d'EDF depuis juillet 1999, elle siège au Comité d'Ethique depuis sa création.

Jacky Chorin (47 ans). Administrateur représentant élu des salariés, parrainé par la CGT-FO. Né le 22 avril 1959 à Caudebec en Caux (France), Jacky Chorin est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et Docteur en droit. Il a commencé sa carrière à EDF comme 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 Branche Production-Ingénierie d'EDF. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Alexandre Grillat (34 ans). Administrateur représentant élu des salariés, parrainé par la CFE-CGC. Né le 8 décembre 1971 à Béthune (France), Alexandre Grillat est diplômé de l'École Supérieure d'Électricité et titulaire d'un diplôme d'études approfondies en génie électrique. Il a commencé sa carrière à EDF en 1996 qu'il a d'abord effectuée à EDF Gaz de France Distribution, dans des fonctions de management technique, clientèle et commercial, puis à la direction de la stratégie du groupe EDF. Il est aujourd'hui attaché au Directeur commercial d'Électricité de Strasbourg. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Philippe Pesteil (48 ans). Administrateur représentant élu des salariés, parrainé par la CFDT. Né le 1er septembre 1957 à Saint-Merd-de-Lapleau (France), Philippe Pesteil est ingénieur diplômé de l'Institut national des sciences appliquées (INSA) de Lyon. Il a rejoint EDF en 1982 pour y exercer différentes fonctions dans le domaine de l'ingénierie. Il est actuellement membre de l'équipe d'auditeurs internes à la Division Technique Générale d'EDF à Grenoble. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Philippe Faure (55 ans). Né le 13 juin 1950 à Toulouse (France), Philippe Faure est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'ENA. Il a commencé sa carrière au ministère des Affaires étrangères et exercé notamment les fonctions de Directeur du service de presse et d'information à l'ambassade de France aux Etats-Unis et de Ministre Conseiller à l'ambassade de France en Espagne. Il a été ensuite co-Président de la Compagnie européenne de courtage d'assurances et de réassurances (Cecar) puis Président de Marsh Mc Lennan France. Ambassadeur de France au Mexique de 2000 à 2004 puis au Maroc de 2004 à mars 2006, Philippe Faure a été nommé Secrétaire général du ministère des affaires étrangères le 17 mars 2006. Membre du Conseil de surveillance d'Areva et du Comité de l'Energie atomique. Administrateur d'EDF depuis avril 2006, en remplacement de Jean-Pierre Lafon.

Philippe Josse (45 ans). Né le 23 septembre 1960 à Saintes (France), Philippe Josse est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'ENA. Il a commencé sa carrière au Sénat, en tant qu'administrateur, puis l'a poursuivie au ministère de l'économie et des finances, y exerçant notamment les fonctions de Directeur adjoint du cabinet du Ministre délégué au Budget et à la réforme budgétaire, de Directeur du cabinet du Ministre délégué au Budget et à la réforme de l'Etat, et de Directeur adjoint du cabinet du Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie. Philippe Josse a été nommé Directeur du Budget au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie le 30 mars 2006. Il est administrateur d'Air France et de la SNCF. Administrateur d'EDF depuis avril 2006, en remplacement de Pierre-Mathieu Duhamel.

L'Annexe C du présent Document de Référence présente les mandats (hors EDF ainsi que les principales fonctions exercées) dont les administrateurs sont actuellement titulaires ainsi que les mandats qu'ils ont exercés au cours des cinq dernières années.

14.2. Direction générale

14.2.1 Cumul des fonctions de président du Conseil d'administration et de directeur général

La direction de la société est assumée, sous sa responsabilité, par le président du Conseil d'administration, qui porte le titre de Président Directeur Général. Les dispositions législatives et réglementaires qui sont relatives au directeur général s'appliquent à lui. Sur proposition du Conseil d'administration, le décret du 24 novembre 2004 a nommé Pierre Gadonneix président du Conseil d'administration d'EDF. Celui-ci a été renommé dans cette fonction à l'issue de l'Assemblée générale du 14 février 2006.

14.2.2 Attributions du Président directeur général

Le Président Directeur Général 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.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public et des pouvoirs que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires, des pouvoirs qu'elle réserve de façon spéciale au Conseil d'administration, et dans la limite de l'objet social, le Président Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la société.

Sur proposition du Président Directeur Général, le Conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques chargées d'assister le Président Directeur Général, avec le titre de directeur général délégué. Le nombre maximum de directeurs généraux délégués est fixé à cinq. Le Conseil d'administration détermine la durée du mandat et les éventuelles limitations de pouvoirs.

Le Conseil d'administration d'EDF a nommé, le 30 novembre 2004, Messieurs Daniel Camus, Yann Laroche et Jean-Louis Mathias en qualité de directeurs généraux délégués. Ceux-ci ont été renommés dans leur fonction à l'issue de l'Assemblée générale du 14 février 2006.

14.2.3 Comité exécutif

La direction du Groupe, composée du Comité exécutif assisté de fonctions d'appui, définit et pilote la stratégie du Groupe, dont les grandes orientations sont délibérées en Conseil d'administration, contrôle la maîtrise des risques, pilote la performance, les synergies métiers et les coûts. Les cadres dirigeants qui constituent le comité exécutif du Groupe EDF, sont, à la date d'enregistrement du présent Document de Référence, les suivants :

Nom	Fonction	Date de nomination	Age
Pierre Gadonneix	Président Directeur général	30 novembre 2004	63
Daniel Camus	Directeur général délégué Finances	30 novembre 2004	54
Yann Laroche	Directeur général délégué Ressources Humaines et Communication	30 novembre 2004	61
Jean-Louis Mathias	Directeur général délégué Opérations Dérégulées France et Intégration du Groupe	30 novembre 2004	58
Jean-Pierre Benqué	Directeur général adjoint Activités Commerciales	30 novembre 2004	59
Utz Claassen	Président du directoire d'EnBW	1er avril 2006	42
Bernard Dupraz	Directeur général adjoint Production et Ingénierie	30 novembre 2004	50
Michel Francony	Directeur général adjoint Activités Régulées France	30 novembre 2004	58
Dominique Lagarde	Directeur général adjoint Stratégie et Coordination	1er avril 2006	40
Bruno Lescoeur	Directeur général adjoint Relations Extérieures Internationales	1er avril 2006	52
Umberto Quadrino	Administrateur délégué d'Edison	1er avril 2006	59
Vincent de Rivaz	Directeur général d'EDF Energy	30 novembre 2004	52
Gérard Wolf	Directeur général adjoint Filiales et Développement International	1er avril 2006	51

Renseignements personnels concernant les membres du Comex

Daniel Camus (54 ans). Né le 14 avril 1952 à Ugny (France), Daniel Camus est Docteur ès sciences économiques, agrégé en sciences de la gestion et diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris. Il a rejoint EDF fin 2002 en tant que Directeur Financier, puis Directeur Général Délégué Finances depuis décembre 2004, après 25 ans d'activité dans l'industrie chimique et pharmaceutique au sein du Groupe Hoechst-Aventis en Allemagne, aux États-Unis, au Canada et en France. Dans ses trois derniers postes, il a été successivement Directeur financier et membre du Directoire des groupes Roussel Uclaf SA, Hoechst Marion Roussel AG et Aventis Pharma AG, basé à Francfort (Allemagne) et Bridgewater (États-Unis). Il a conduit la transformation des finances de ces entreprises présentes à l'échelon mondial au cours de leurs fusions successives jusqu'à celle des groupes Hoechst et Rhône-Poulenc au sein d'Aventis en 1999. Daniel Camus est Président du Conseil d'administration d'EDF Energy et d'EDF International, administrateur d'Edison et de Transalpina di Energia et membre du Conseil de surveillance d'EnBW, de Dalkia et Morphosys.

Yann Laroche (61 ans). Né le 30 mars 1945 à Dijon (France), Yann Laroche est diplômé de l'École nationale supérieure de mécanique et d'aérotechnique de Poitiers. Il a intégré EDF GDF Services en 1968 où il a exercé différentes fonctions. Il a été responsable de division régionale à l'énergie électrique de Côte d'Ivoire de 1973 à 1976. Après quatre années à la direction de l'audit, il a rejoint en 1988 le secteur de la distribution, en qualité de Directeur de centre à Nancy. En 1992, il a été nommé responsable du service clientèle puis Directeur adjoint d'EDF GDF Services. Il assure la responsabilité, en 1994, du lancement de la « garantie des services ». De 1996 à 2000, il a participé à la création des premières directions commerciales d'EDF et notamment de la direction commerciale particuliers et entreprises. En mai 2001, il est appelé au Comité exécutif d'EDF, en qualité de Directeur du personnel et des relations sociales puis de Directeur Général Délégué en charge des Ressources humaines et de la communication depuis décembre 2004. Yann Laroche est administrateur d'EDF Energy.

Jean-Louis Mathias (58 ans). Né le 21 août 1947 à Clichy-la-Garenne (France), Jean-Louis Mathias est ancien élève de l'École Polytechnique, de l'École nationale de la statistique et de l'administration économique, du centre de perfectionnement aux affaires, et licencié en sociologie. Il a intégré EDF GDF Services en 1973 et exercé différentes fonctions, notamment celles de Chef d'agence à Aix-en-Provence et de Directeur de centre à Paris. En 1992, il a rejoint la direction du personnel et des relations sociales (direction commune à EDF et Gaz de France) dont il a été nommé

Directeur en 1996. En 1998, il est devenu Directeur commercial de Gaz de France avant d'être nommé Directeur du négoce en 2000. Depuis juin 2002, il était Directeur Général adjoint du groupe Gaz de France. En septembre 2004, il a rejoint EDF en qualité de Conseiller du Président et membre du Comité exécutif. Depuis décembre 2004, il est Directeur Général Délégué d'EDF, responsable de l'intégration du groupe et des programmes d'amélioration de la performance, ainsi que de la conduite des activités dérégulées en France (notamment production, commercialisation et services). Jean-Louis Mathias est membre du Conseil de surveillance de Dalkia. Il est également Président du Conseil d'administration d'EDF Trading.

Jean-Pierre Benqué (59 ans). Jean-Pierre Benqué est Ingénieur des Ponts et Chaussées et a été professeur en Mécaniques des Fluides à l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées de 1986 à 1996. Il intègre EDF en 1974 où il a occupé différents postes au sein du Laboratoire National d'Hydraulique. En 1986, il devient responsable du Service des Etudes et Réseaux puis du Service Technique Electricité en 1991. Deux ans plus tard, il se voit confier la direction des départements d'Outre-Mer puis devient Directeur commercial de la Direction Grands Clients où il négocie les offres d'énergies et de services avec les clients internationaux d'EDF. Nommé en février 2002 Directeur de la Branche Commerce d'EDF, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur général adjoint « Commerce ».

Utz Claassen (42 ans). Utz Claassen est Président du directoire d'EnBW, docteur es Sciences Economiques et ancien chercheur à Oxford. Il enseigne en qualité de Professeur à l'Université de Hanovre depuis 2001. Il a commencé sa carrière en exerçant différentes responsabilités au sein des entreprises McKinsey & Co. (Düsseldorf), Ford Europa (Brentwood/Essex et Cologne), Volkswagen AG (Wolfsburg) et SEAT S.A (Barcelone), Prof. Dr. Utz Claassen est nommé en 1997 Président du Directoire de Sartorius AG (Göttingen). Il est, depuis mai 2003, Président du Directoire de EnBW Energie Baden-Württemberg AG.

Bernard Dupraz (50 ans). Bernard Dupraz est diplômé de l'Ecole Polytechnique, ingénieur en chef des Mines. Après un début de carrière dans l'industrie pétrolière, puis au Ministère de l'Industrie, il intègre EDF en 1986 et exerce différentes fonctions au sein de la Direction de la Production, notamment celles de Directeur du Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Cattenom (Moselle), puis, de 1994 à 1998, de Directeur de l'Exploitation du parc des 58 centrales nucléaires. Nommé Directeur de l'Ingénierie et des Services en 1999, il conduit, en particulier, le développement du réacteur nucléaire EPR. Nommé en 2002 Directeur délégué de la Branche Production Ingénierie, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur général adjoint « Production Ingénierie ».

Michel Francony (58 ans). Michel Francony est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale de la Statistique et de l'Administration Economique. Il intègre EDF GDF Services en 1972 puis, en 1973, le Service des Etudes Economiques Générales d'EDF, en qualité de responsable des questions tarifaires. En 1982, il rejoint le secteur de la distribution où il occupe diverses responsabilités opérationnelles à EDF GDF Services à Toulouse puis à Rouen. Nommé Directeur délégué d'EDF GDF Services en 1991, il en devient Directeur en 1993. Il s'oriente ensuite vers la production et les marchés et est nommé Directeur de la Division Stratégie-Valorisation-Optimisation au sein de la Branche Energies, avant d'en devenir Directeur délégué en 2002. Nommé en février 2004 Directeur général d'EDF Trading (filiale londonienne de négoce d'EDF) et Directeur de la Branche Management d'Energies, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur général adjoint « Opérations Régulé France ». Le 1er septembre 2005, Michel Francony est nommé Président du Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport.

Dominique Lagarde (40 ans). Directeur Général adjoint, responsable de la stratégie et de la coordination. Diplômé de l'Ecole Polytechnique et Ingénieur en chef des Ponts et Chaussées. Après un début de carrière à Total Oil Marine à Londres puis à l'Autorité de Sûreté Nucléaire, il a dirigé de 1997 à 2000 l'exploitation du réacteur Osiris au Commissariat à l'Energie Atomique. Il intègre EDF en 2000 au sein de la Direction de la distribution EDF GDF Services, où il occupera diverses responsabilités opérationnelles. Nommé Directeur Adjoint d'EDF GDF Services Nanterre en 2001, il devient Directeur d'EDF GDF Services Seine et Marne en 2002. Il est nommé fin 2003 Directeur Adjoint de la Communication et des Affaires Publiques du Groupe. Il était, depuis septembre 2004, Directeur de cabinet du Président.

Bruno Lescœur (52 ans). Bruno Lescœur est ancien élève de l'Ecole Polytechnique, diplômé de l'Ecole Nationale de la Statistique et de l'Administration Economique (ENSAE) et de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris. En 1978, il entre comme économiste à EDF où il a été responsable des questions tarifaires de 1982 à 1987. Après plusieurs postes à EDF et GDF en France comme à l'international, il rejoint la Direction Financière d'EDF en 1993. Jusqu'en 1998, il est responsable de la trésorerie, du financement et des fusions/acquisitions, gérant un désendettement très rapide de l'entreprise en même temps que l'essor de son développement international. Fin 1998, il devient Président et Directeur général de London Electricity (aujourd'hui EDF Energy) dont il assure le développement. De début 2002 à fin 2004, il est Directeur de la Production et de l'Ingénierie au moment où EDF adapte son parc thermique et engage le nouveau réacteur nucléaire EPR. Le 20 décembre 2004, il est nommé Directeur général adjoint d'EDF, chargé, au sein du Comité exécutif, des Participations Internationales et du Gaz, et depuis avril 2006 il est responsable des relations extérieures internationales. Il est Chevalier de l'Ordre National du Mérite.

Umberto Quadrino (59 ans). Umberto Quadrino est Administrateur délégué d'Edison, diplômé de la faculté de sciences économiques. Après un début de carrière à l'union des industriels de Turin, il rejoint le Groupe FIAT en 1970 où il exerce différentes responsabilités en qualité de directeur Administration et Contrôle puis de Président de filiales. En 1996, il est nommé Administrateur Délégué de New Holland puis réintègre, en 2000, le Groupe FIAT où il dirige différents secteurs et devient, en 2001, Président d'Edison. Depuis 2005, il est Administrateur délégué du Groupe Edison.

Vincent de Rivaz (52 ans). Vincent de Rivaz est diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure d'Hydraulique de Grenoble. En 1977, il intègre le Centre d'Ingénierie Extérieure à la Direction des Affaires Internationales d'EDF. De 1985 à 1992, il conduit le développement d'EDF en Chine au sein de la Direction Internationale, dont il devient le Directeur de la Direction Extrême Orient en 1989. De 1992 à 1994, il est Directeur du Centre National d'Equipement Hydraulique à la Direction de l'Equipement. Nommé en 1995 Directeur adjoint de la Direction Internationale, il en devient le Directeur des Projets en 1996. En 1999, il rejoint la Direction Financière en qualité de Directeur délégué, puis en 2000 en devient le Directeur des Stratégies et Opérations Financières. Début 2002, il est nommé Directeur

général de London Electricity Group. Il conduit les opérations de fusions des sociétés acquises au cours du 1er semestre 2002 (les réseaux d'Eastern et Seeboard et crée mi 2003 EDF Energy, dont il est le Directeur général depuis lors. Il est nommé au Comité exécutif d'EDF en décembre 2004.

Gérard Wolf (51 ans). Gérard Wolf est Directeur Général adjoint, responsable des filiales et du développement international, Ingénieur agronome, diplômé de l'INA et de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris. Il commence sa carrière dans le corps préfectoral puis est nommé en 1988 Directeur de cabinet du Secrétaire d'Etat à la Défense. De 1996 à 1998, il est sous-directeur chargé des services de secours et des sapeurs pompiers au Ministère de l'Intérieur. Il intègre EDF en 1998, en qualité de Directeur de cabinet du Président avant d'être nommé, en 2001, Directeur de la coordination du groupe puis, en 2003, Directeur des métiers du groupe. Il était depuis novembre 2004, Directeur en charge du développement du groupe et des grands projets.

L'Annexe C du présent Document de Référence présente les mandats (hors EDF et les fonctions principales qu'ils exercent) dont les directeurs généraux délégués sont actuellement titulaires ainsi que les mandats qu'ils ont occupés au cours des cinq dernières années.

14.2.4 Conseils de l'environnement, scientifique et médical

EDF s'est également doté d'un Conseil de l'environnement, d'un Conseil scientifique et d'un Conseil médical, ouverts à des personnalités de la société civile qui apportent leur expérience et leur expertise, pour aider à intégrer ces dimensions dans les grandes orientations stratégiques d'EDF.

14.3. Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration, de direction et de direction générale

14.3.1 Absence de liens familiaux entre les membres des organes d'administration, de direction et de direction générale

A la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien de nature familial entre (i) les mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou directeurs généraux délégués) ou (ii) les directeurs généraux adjoints d'EDF.

14.3.2 Absence de condamnation pour fraude des membres du Conseil d'administration

A la connaissance d'EDF, aucun (i) des mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou directeurs généraux délégués) ou (ii) des directeurs généraux adjoints d'EDF n'a fait l'objet :

- d'une condamnation pour fraude prononcée au cours des cinq dernières années au moins ;
- d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation au cours des cinq dernières années au moins ;
- d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années au moins.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun (i) des mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou directeurs généraux délégués) ou (ii) des directeurs généraux adjoints 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 au moins.

14.3.3 Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de la direction générale

A la connaissance de la Société et à la date du présent Document de Référence, il n'existe aucun conflit d'intérêt potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des mandataires sociaux (membre du Conseil d'administration, directeur général ou directeur général délégué) et directeurs généraux adjoints, et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

Si l'application stricte des critères mentionnés dans le « rapport Bouton » pourrait conduire à considérer certains d'entre eux comme non indépendants, la Société estime que chacun de ces administrateurs dispose à la fois des compétences et d'une expérience professionnelle utiles à la Société et d'une entière liberté et indépendance de jugement.

A la connaissance de la Société, il n'existe aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration a été nommé en cette qualité ou en tant que directeur général.

A 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 de la charte de déontologie boursière figurant à la section 16.1.6 (« Charte de déontologie boursière »).

En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des actions à travers les fonds communs de placement du Plan d'Epargne Entreprise du Groupe EDF investis en actions de la Société, ou qui auraient acheté des actions à l'Etat dans le cadre des lois de privatisations, sont soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

15 Rémunération et avantages

15.1. Rémunération des mandataires sociaux

Le montant brut global, hors charges patronnales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés, au titre de l'exercice 2005, par EDF et les sociétés qu'elle contrôle, aux mandataires sociaux (membres du Conseil d'administration, directeur généraux délégués) et aux directeurs généraux adjoints s'élève à 3 946 339 euros.

Le tableau ci-après fait apparaître les rémunérations et avantages de toute nature versés à chacun des mandataires sociaux du Groupe au cours de l'année 2005 et 2004 par EDF et les sociétés qu'elle contrôle.

Pierre Gadonneix :

Salaire brut 2005	468 548 euros
Part variable en 2005(*)	53 667 euros
Avantage en nature en 2005	27 445 euros
Salaire brut 2004	460 000 euros
Avantage en nature en 2004	8 676 euros

(*) La part variable correspond à 3,5 mois de présence en 2004.

Daniel Camus :

Salaire brut 2005	489 960 euros
Part variable en 2005	274 236 euros
Salaire brut 2004	475 260 euros
Part variable brute 2003 (versée en 2004)	197 300 euros

En outre, le contrat de Daniel Camus, à effet du 14 novembre 2002, prévoit une rémunération différée versée après 3 ans et comporte des clauses prévoyant une indemnité contractuelle de séparation de 24 mois, après un préavis de 6 mois.

Yann Laroche :

Salaire brut 2005	325 231 euros
Part variable en 2005	213 309 euros
Avantage en nature en 2005	38 458 euros
Salaire brut 2004(*)	282 593 euros
Part variable brut 2003 (versée en 2004)	110 415 euros
Avantage en nature 2004	39 843 euros

(*) Inclus un rappel versé en avril 2005 de 15 574 euros.

En outre, Yann Laroche bénéficie également au titre de la période 2003-2004 d'une rémunération différée de 87 979 euros versée en 2005.

Jean-Louis Mathias :

Salaire brut 2005	325 231 euros
Part variable en 2005(*)	138 409 euros
Avantage en nature en 2005	47 864 euros
Salaire brut 2004	324 000 euros
Avantage en nature en 2004	30 684 euros

(*) La part variable comprend un bonus correspondant à 3,5 mois de présence en 2004.

La part variable versée aux mandataires sociaux figurant ci-dessus est fixée pour moitié sur un critère collectif basé sur la réalisation de l'EBITDA et, pour l'autre moitié sur un critère individuel fondé sur la réalisation des objectifs individuels.

En-dehors de ce qui est indiqué ci-dessus, Pierre Gadonneix, Jean-Louis Mathias, Daniel Camus et Yann Laroche n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ.

Les jetons de présence versés au cours de l'année 2005, à chacun des administrateurs de la société ont été les suivants :

Franck Dangeard :	28 000 euros
Daniel Foundoulis :	22 652 euros
Claude Moreau :	20 500 euros
Henri Proglio :	22 152 euros
Louis Schweitzer :	4 000 euros

En application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, les administrateurs représentant l'Etat et les administrateurs représentant les salariés ne perçoivent pas de jetons de présence.

15.2. Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages

Les mandataires sociaux ainsi que les directeurs généraux adjoints ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite.

15.3. Participation des mandataires sociaux dans le capital

En application de l'article 11 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 précitée, les dispositions du Code de commerce relatives au nombre d'actions dont chaque administrateur doit être propriétaire ne sont pas applicables aux membres du conseil d'administration d'EDF nommés par décret.

En application de l'article 21 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 précitée, les dispositions du Code de commerce relatives au nombre d'actions dont chaque administrateur doit être propriétaire ne sont pas applicables aux représentants des salariés membres du conseil d'administration d'EDF.

A l'issue du processus d'introduction en bourse de la Société, certains mandataires sociaux et directeurs généraux adjoints d'EDF sont devenus actionnaires de la Société. Leur participation (nombre d'actions) ainsi que le mode de détention de ces titres (détention directe ou par l'intermédiaire d'un FCPE) sont indiqués ci-après.

Au 30 avril 2006, le nombre d'actions EDF détenues par chacun des administrateurs et des directeurs généraux délégués était le suivant :

Actions de la Société détenues par les administrateurs et les directeurs généraux délégués en fonction à la date du présent Document de Référence	
Pierre Gadonneix	1 277 actions détenues en propre
François Jacq	0
André Aurengo	0
Bruno Bézard	0
Yannick d'Escatha	0
Frank E. Dangeard	50 actions détenues en propre
Daniel Foundoulis	250 actions détenues en propre
Claude Moreau	200 actions détenues en propre
Henri Proglio	51 actions détenues en propre
Louis Schweitzer	100 actions détenues en propre

Actions de la Société détenues par les administrateurs et les directeurs généraux délégués en fonction à la date du présent Document de Référence	
Laurence Drouhin-Hoeffling	0
Catherine Nedelec	0
Marie-Christine Polo	247 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE
Jacky Chorin	0
Alexandre Grillat	564 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE
Philippe Pesteil	214 détenues par l'intermédiaire d'un FCPE
Philippe Faure	0
Philippe Josse	0
Daniel Camus	140 actions détenues en propre et 786 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE
Yann Laroche	1 785 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE
Jean-Louis Mathias	847 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (l'épouse de Jean-Louis Mathias détient 628 actions également par l'intermédiaire d'un FCPE)

15.4. Options de souscription et/ou d'achat d'actions

Néant.

15.5. Conventions réglementées

15.5.1 Informations relatives aux conventions réglementées

Jusqu'au 20 novembre 2004, EDF était un EPIC et les dispositions du Code de commerce relatives aux conventions réglementées ne lui étaient pas applicables.

A compter de la transformation d'EDF en société anonyme intervenue le 20 novembre 2004, les dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce relatives aux conventions réglementées sont applicables à EDF.

15.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Conventions autorisées au cours de l'exercice

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence éventuelle d'autres conventions mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de celles dont nous avons été avisés, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé. Il vous appartient, selon les termes de l'article 92 du décret du 23 mars 1967, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Nous avons effectué nos travaux selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en oeuvre de diligences destinées à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Avenant aux promesses d'achat et de vente d'actions Dalkia

Un avenant aux promesses d'achat et de vente d'actions Dalkia, conclues entre les sociétés Electricité de France S.A. et Véolia Environnement en décembre 2000 et permettant à Electricité de France S.A. de porter sa participation à 50% du capital de Dalkia France a été signé le 19 avril 2005 afin de fixer notamment un nouveau délai d'exercice de ces options, à notifier à l'autre partie au plus tard le 1er juillet 2005.

Les options d'achat et de vente ont expiré et n'ont pas été exercées au 31 décembre 2005.

Cette convention a été autorisée par votre Conseil d'administration dans sa séance du 13 avril 2005.

Administrateur concerné : Monsieur Henri Proglio.

Contrat de Service Public

L'Etat et la société Electricité de France S.A. ont signé en date du 24 octobre 2005 un Contrat de Service Public qui a pour objet de constituer dans la durée la référence des engagements d'Electricité de France S.A., afin d'assurer la pérennité des

missions de service public que le législateur lui a confiées. Ce contrat décline la nature et le niveau d'engagements sur la période 2005-2006-2007 ainsi que les modalités de compensation financière, notamment les principes de fixation et d'évolution des tarifs de vente de l'électricité.

Cette convention a été autorisée par votre Conseil d'administration dans sa séance du 21 septembre 2005

Administrateurs concernés : Messieurs André Aurengo, Bruno Bézard, Pierre-Mathieu Duhamel, Yannick d'Escatha, François Jacq et Jean-Pierre Lafon

Contrats de placement, de garantie et de direction

Dans le cadre des opérations liées à la réalisation de l'ouverture du capital de la société Electricité de France S.A. et de l'admission de ses actions sur le marché Eurolist d'Euronext Paris SA, la société et un syndicat bancaire dont CALYON et BNP-Paribas sont les Chefs de File ont signé en date du 18 novembre 2005 des contrats de placement et de garantie ainsi que des contrats de direction pour l'émission par Electricité de France S.A. d'actions nouvelles dans le cadre d'une offre à prix ouvert (OPO) et d'un placement global garanti (PGG). Ce dernier comprend un placement auprès d'investisseurs institutionnels et une offre publique sans cotation au Japon sous forme de « Public Offer Without Listing ».

Le montant total des commissions comptabilisées par Electricité de France S.A. au titre de ces contrats se sont élevées à 166,8 millions d'euros au 31 décembre 2005.

Ces conventions ont été autorisées par votre Conseil d'administration dans sa séance du 18 novembre 2005.

Administrateurs concernés : Messieurs Franck Dangeard et Louis Schweitzer

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 9 mars 2006

Les Commissaires aux comptes
KPMG Audit
Département de KPMG S.A.
Jean-Luc Decornoy Michel Piette

Deloitte & Associés
Amadou Raimi Tristan Guerlain

16 Fonctionnement des organes d'administration et de direction

16.1. Attributions du Conseil

En application de l'article L. 225-35 du Code de commerce, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi 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.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration délibère en particulier sur les principales orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe, avant l'intervention des décisions qui y sont relatives.

En application du règlement intérieur, le Conseil d'administration dispose en outre de compétences spécifiques en matière :

- d'opérations financières ;
- d'opérations de croissance externe et interne ou de cession ;
- de conclusion des marchés (supérieurs à 100 millions d'euros) et leurs avenants ;
- d'opérations dans le domaine immobilier ;
- d'opérations du cycle du combustible nucléaire ;
- d'opérations de transfert d'obligations ; et
- d'achats ou ventes à long terme d'énergie.

16.1.1 Réunions du Conseil

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la société l'exige, sur la convocation de son Président, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Le règlement intérieur prévoit que sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité les administrateurs qui participent à la réunion par voie de visioconférence ou par tous autres moyens de télécommunication permettant leur identification et garantissant leur participation effective, dans les conditions légales.

Pour l'année 2005, le taux de participation des administrateurs aux séances du Conseil d'administration est de 84,9 %. Ce taux est à mettre en relation avec le nombre élevé de séances du Conseil (14 réunions en 2005).

16.1.2 Règlement intérieur du Conseil

Le fonctionnement du Conseil d'administration est organisé par un règlement intérieur, qui a été adopté par le Conseil d'administration en date du 14 décembre 2004.

Lors de chaque séance du Conseil d'administration, le Président-directeur général porte à la connaissance de ses membres les principaux faits et événements significatifs portant sur la vie de la Société et intervenus depuis la date du précédent Conseil d'administration. En vue de compléter leur information, les administrateurs peuvent rencontrer les principaux dirigeants de la Société et du Groupe sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil. Ils font part de leur demande au secrétaire du Conseil.

Le règlement intérieur décrit en outre l'organisation, le mode de fonctionnement et les attributions des comités du Conseil.

16.1.3 Evaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux règles de bonne gouvernance d'entreprise qui recommandent de réaliser un travail d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration, le règlement intérieur du Conseil indique, dans son article 15, que « *le Conseil évalue chaque année son mode de fonctionnement* ». De plus, ce règlement précise que « le *Comité d'éthique fait chaque année au Conseil un compte-rendu (.../...) sur les évolutions des modes de fonctionnement du Conseil* ».

Cette évaluation a été effectuée via l'envoi d'un questionnaire examiné en Comité d'éthique puis approuvé par le Conseil d'administration du 19 octobre 2005.

Les résultats, examinés début 2006 par le Comité d'éthique et par le Conseil d'administration, témoignent d'un bon niveau de satisfaction des administrateurs dans leur ensemble. Cela n'exclut pas la réflexion sur des évolutions possibles du fonctionnement du Conseil d'administration.

16.1.4 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil s'est doté de Comités chargés d'examiner et de préparer en amont certains dossiers avant leur présentation en séance plénière. Ces instances sont à fin 2005 : le Comité d'audit, le Comité de la stratégie et le Comité d'éthique. Au cours de l'année 2006, le Comité des rémunérations a été installé.

16.1.4.1 Comité d'audit

Le Comité d'audit, composé de cinq membres, est présidé par un administrateur, personnalité externe au Groupe EDF. Il étudie et donne, avant passage au Conseil, son avis sur la situation financière de la Société, le plan moyen-terme et le budget, les comptes annuels et semestriels, sociaux et consolidés, la politique

de contrôle des risques et le programme d'audit. Il procède également à l'audition des Commissaires aux Comptes.

Le suivi des risques a en particulier été régulièrement examiné au sein de ce Comité, avec une revue approfondie de la cartographie consolidée des risques du Groupe, des méthodes de contrôle des risques et du programme d'audit dans tous les domaines, y compris celui des marchés de l'énergie.

Le taux de participation au Comité d'audit, avec un niveau moyen de 94 % sur l'année 2005, est élevé compte tenu d'un nombre important de séances (10 réunions en 2005).

16.1.4.2 Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie, composé de sept membres, est présidé par un administrateur, personnalité externe au Groupe EDF. Il examine le plan de développement stratégique, la politique industrielle et commerciale, le contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et les partenariats. Il donne son avis sur tous les projets de croissance externe et interne ou de cession soumis préalablement au Conseil, sur les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire, sur le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval, ainsi que sur les marchés soumis à l'accord préalable du Conseil.

Le Comité de la stratégie s'est réuni quatre fois en 2005, avec un taux de participation de 85,7 %, taux très nettement supérieur à la moyenne observée depuis 2001 (75,1 %).

16.1.4.3 Comité d'éthique

Le Comité d'éthique, composé de six membres, est présidé par un administrateur, personnalité externe au Groupe EDF. Il veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il rend compte de ses travaux au Conseil sur :

- les méthodes choisies par la Société à cet effet,
- le processus éthique mis en place dans le Groupe,
- les évolutions des modes de fonctionnement du Conseil,
- le projet de rapport annuel hors résultats financiers,
- les bilans annuels du Médiateur et du Délégué à l'éthique.

Le taux de participation au Comité d'éthique en 2005 (95,8 %) est le plus élevé depuis sa création en septembre 2001. Le Comité d'éthique s'est réuni 4 fois au cours de l'année 2005.

En 2005, ce Comité a notamment poursuivi un travail de réflexion approfondi sur la politique de partenariat avec les prestataires nucléaires.

16.1.4.4 Comité des rémunérations

Le règlement intérieur du Conseil d'administration, adopté le 14 décembre 2004, prévoit la création d'un comité des rémunérations. Celui-ci a été mis en place par le Conseil d'administration dans sa séance du 10 mai 2006.

Le règlement intérieur prévoit que le Comité des rémunérations est composé de trois administrateurs choisis par le Conseil d'administration.

Le Comité des rémunérations a pour mission de transmettre au Président directeur général son avis sur la rémunération du Président directeur général et des directeurs généraux délégués. Il transmet également son avis au Conseil d'administration sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (part fixe et part variable, mode de calcul et indexation).

16.1.5 Démarche éthique

La démarche éthique d'EDF, présentée pour la première fois au Conseil d'administration du 26 mars 2003 et coordonnée par le Délégué à l'éthique et à la déontologie, consiste en la diffusion et l'appropriation d'une charte éthique centrée sur cinq valeurs : respect de la personne, respect de l'environnement, performance, solidarité et intégrité.

La charte développe les engagements éthiques du Groupe à l'égard des parties prenantes (principes d'action collective) ainsi qu'un code de conduite individuelle (Mémento éthique). Ces valeurs sous-tendent les engagements sociaux, « sociétaux » et environnementaux de l'entreprise, particulièrement le Pacte mondial de l'ONU, l'Agenda 21 et l'Accord de responsabilité sociale du Groupe EDF signé le 24 janvier 2005. La démarche est déclinée par le management dans l'ensemble des composantes du Groupe.

La charte éthique est accessible sur les sites internet d'EDF.

Un dispositif d'alerte éthique a été mis en place en janvier 2004 qui permet d'interpeller le délégué éthique sur toute question, alerte ou plainte à caractère éthique. Ce dispositif présente l'originalité d'être ouvert non seulement aux salariés de l'entreprise mais aussi aux partenaires extérieurs et aux clients.

16.1.6 Charte de déontologie boursière

Faisant suite à l'introduction en bourse de la Société en novembre 2005, EDF a adopté en mars 2006 une charte de déontologie visant à faire respecter les principes et règles en vigueur ainsi que les recommandations émises par les autorités boursières dans le domaine de la gestion des risques liés à la détention, à la divulgation ou à l'exploitation éventuelle d'informations privilégiées.

A cette fin, le Groupe EDF a notamment décidé de fixer des périodes d'abstention (« *black out* ») pendant lesquelles les personnes initiées, au sens de l'article L. 465-1 du Code monétaire et financier, ne sont pas autorisées à acheter ou à vendre, ou à réaliser des opérations sur les titres EDF.

Les périodes de « *black out* » sont des périodes de courte durée, prévisibles, pendant lesquelles des informations significatives et non publiques concernant le Groupe EDF circulent au sein de celui-ci. Ces périodes s'étendent :

- entre le 25ème jour inclus du dernier mois de chaque trimestre et le jour inclus de la publication du communiqué concernant, selon les cas, les comptes annuels, les comptes semestriels ou le chiffre d'affaires trimestriel d'EDF ; et/ou

- entre la date avérée de connaissance par le titulaire d'une information privilégiée et la date à laquelle cette même information est portée à la connaissance du public.

16.1.7 Contrôle interne

16.1.7.1 Rapport du président du conseil d'administration

En application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le président du conseil d'administration doit rendre compte dans un rapport joint au rapport de gestion du conseil d'administration, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil, ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par la Société.

Ce rapport est reproduit en Annexe A.

16.1.7.2 Rapport des commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du code de commerce sur le rapport du président du conseil d'administration d'EDF pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Ce rapport est reproduit en Annexe B.

16.1.8 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur en France

Sous réserve de ce qui figure ci-dessous, EDF adhère aux principes du gouvernement d'entreprise des sociétés cotées énoncés dans le Rapport Medef/AFEP d'octobre 2003 et en particulier aux principes clés du gouvernement d'entreprise liés à :

- la responsabilité et l'intégrité des dirigeants et des administrateurs ;
- l'indépendance du Conseil d'administration ;
- la transparence et la diffusion de l'information ; et
- le respect des droits des actionnaires.

Dans le cadre légal spécifique qui est le sien, EDF s'est ainsi attachée à mettre en œuvre les recommandations de ce rapport, notamment à travers l'adoption par le Conseil d'administration d'un Règlement Intérieur qui fixe les principes directeurs de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles il exerce sa mission (voir section 16.1 (« Attributions du Conseil »)) et la création de comités spécialisés.

Compte tenu des règles légales particulières qui régissent la composition du Conseil d'administration (voir section 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration »)), EDF ne se conforme pas entièrement aux recommandations du Rapport Medef/AFEP en ce qui concerne le nombre d'administrateurs indépendants au sein du Conseil d'administration. En effet, en vertu de ces règles particulières, le Conseil d'administration comporte, compte tenu d'un total de 18 membres, 12 administrateurs (dont 6 représentants de l'Etat et 6 représentants des salariés ou des actionnaires salariés) qui ne peuvent, par définition, répondre aux critères d'indépendance retenus dans le Rapport Medef/AFEP.

17 Salariés/Ressources Humaines

En matière de ressources humaines, le Groupe EDF est confronté à un certain nombre de défis majeurs, pour adapter ses politiques au contexte de l'ouverture des marchés et aux objectifs de performance du Groupe, tout en maintenant la cohésion sociale interne et l'adhésion aux valeurs de l'entreprise plus que jamais nécessaire dans cette période de changements profonds.

Trois axes majeurs structurent les politiques de ressources humaines du Groupe :

- adapter en permanence les emplois et les compétences nécessaires à la réussite du Projet Industriel et à l'évolution des métiers tout en poursuivant une politique active d'optimisation des ressources ;
- mobiliser les salariés dans l'ensemble du Groupe notamment en leur offrant des conditions de travail et d'évolution professionnelle attractives ;
- promouvoir le dialogue social partout dans le Groupe notamment à travers la mise en œuvre de l'accord RSE (voir section 17.6.3 (« Dialogue social et représentation du personnel Groupe ») ci-dessous).

17.1. Effectifs

Effectifs du Groupe

Les effectifs consolidés du Groupe EDF s'élevaient à 161 560 personnes au 31 décembre 2005, dont 109 494 pour EDF (y compris RTE) et 52 066 pour ses filiales et participations en France et à l'étranger qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Le tableau ci-dessous indique l'évolution des effectifs physiques de chacune des filiales et participations du Groupe, pondérés par le pourcentage de consolidation financière au cours des trois derniers exercices :

	Au 31 Décembre					
	2003		2004		2005	
	(Nombre)	(%)	(Nombre)	(%)	(Nombre)	(%)
EDF	111 199	66	110 561	69	109 494	68
Filiales	57 220	34	50 749	31	52 066	32
Total[1]	**168 419**	**100**	**161 310**	**100**	**161 560**	**100**

(1) Y compris salariés non soumis au statut des IEG. Sont inclus dans les effectifs d'EDF, les effectifs RTE (8 313), cette structure ayant été filialisée le 1er septembre 2005.

Effectifs d'EDF

Depuis environ 20 ans, les effectifs d'EDF ont diminué tous les ans, sauf en 2000 où ils ont légèrement augmenté à la suite des embauches liées à la mise en place de l'accord sur la réduction du temps de travail.

Les effectifs statutaires sont passés de 123 926 en 1985 à 108 557 en 2005 soit une baisse de 12,5 % sur la période ce qui représente une baisse d'environ 1 % par an.

Par ailleurs, les effectifs EDF se répartissent au 31 décembre 2005 entre 76,6 % d'hommes et 22,4 % de femmes. Ce taux est en progression régulière depuis plusieurs années.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs d'EDF entre les différentes Directions/Filiales au 31 décembre 2005 :

	Salariés		
Effectifs EDF	**2003**	**2004**	**2005**
Domaine Régulé			
Distribution	49 632	48 642	48 011
RTE	8 164	8 276	8 313
Domaine non régulé			
Production et Ingénierie*	37 048	36 690	36 600
Commerce	5 520	6 243	6 114
Fonctions centrales	9 725	9 612	9 519
CDI et CDD non statutaires	1 110	1 098	937
Total	**111 199**	**110 561**	**109 494**

* Y compris la DOAAT et hors EDF Trading. Les effectifs « Distribution », comprennent les effectifs d'EDF Gaz de France Distribution, d'EDF Réseau de Distribution ainsi que les effectifs des SEI.

Les effectifs « Distribution » comprennent les effectifs d'EDF et Gaz de France Distribution (environ 57 000 à fin décembre 2005) qui se décomposent en salariés 100 % électricité (environ 26 150), en salariés 100 % gaz (environ 7 770) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (environ 23 080 avec une clé de répartition électricité/gaz à raison de 74,7/25,3). A cela, il convient d'ajouter les effectifs du réseau de distribution d'électricité (ERD — 100 % EDF) et des systèmes électriques insulaires (SEI) qui sont à 98 % électricité soit respectivement 1 326 et 3 377.

Par ailleurs, au niveau des fonctions centrales, certaines directions — principalement la Direction Informatique et Télécommunications, le Centre National d'Expertise des Relations Professionnelles, le Service de la Formation Professionnelle et la Délégation Santé Sécurité — comprennent du personnel mixte, soit 2 814 personnes EDF sur un total de 3 301.

En outre, EDF a fait appel en 2005 au travail temporaire, qui représente un nombre moyen mensuel de travailleurs intérimaires de 1725, pour une durée moyenne des contrats de travail intérimaire de 48 jours.

Effectifs des filiales

L'année 2005 a été marquée par les sorties du périmètre d'intégration d'Edenor et Edemsa (Argentine) et l'entrée de la société Edison.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du groupe) des filiales et participations retenues dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2005 :

	Salariés		
Effectifs filiales consolidés	**2003**	**2004**	**2005**
Filiales France : (dont Electricité de Strasbourg, TIRU, EDEV)	2 388	2 490	2 452
EDF Energy (UK)	10 448	10 430	11 238
EDF Trading (UK)	237	239	283
EnBW (Allemagne)	15 904	8 692	8 129
EDISON			1 528
Dalkia International	10 054	11 056	12 952
Autres filiales étrangères	18 189	17 842	15 484
Europe de l'Est	6 858	6 394	6 354
Europe de l'Ouest et Méditerranée Afrique	2 067	1 884	1 833
Asie Pacifique	308	308	324
Amérique	6 920	6 927	4 381
Autres	2 036	2 329	2 592
Total	**57 220**	**50 749**	**52 066**

17.2. Le statut du personnel des industries électriques et gazières

Au 31 décembre 2005, la quasi-totalité du personnel d'EDF relève d'un statut particulier, le statut du personnel des industries électriques et gazières (IEG)[34]. Le statut des IEG a été mis en place par le décret du 22 juin 1946 pris en application de la loi du 8 avril 1946 portant nationalisation de l'électricité et du gaz. Il concerne le personnel en activité et le personnel retraité et pensionné des entreprises de la branche des IEG.

Conformément aux dispositions de l'article L. 134-1 du Code du travail, les dispositions statutaires peuvent être complétées et leurs modalités d'application peuvent être déterminées par des conventions ou accords d'entreprise, dans les limites fixées par le statut. De plus, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a élargi la voie conventionnelle dans le secteur électrique et gazier en introduisant les accords collectifs de branche, auxquelles doivent se conformer toutes les entreprises du secteur (y compris les sociétés étrangères par l'exercice de leur activité en France).

17.3. Organisation et temps de travail

Depuis le 1er octobre 1999, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

A fin décembre 2005, 23,2 % du personnel ont opté pour une réduction collective ou individuelle du temps de travail avec une compensation partielle de la perte de salaire.

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité de l'exploitation de nos installations ou de rétablir dans les délais les plus brefs la fourniture d'électricité en cas de défaillance technique, une partie du personnel d'EDF travaille en service continu 365 jours par an et une autre partie assure une astreinte, en dehors des heures ouvrables.

17.4. Compétences, formation et mobilité

La gestion des compétences est un enjeu décisif pour la compétitivité du Groupe à la fois en termes de performance économique et de professionnalisme. Ceci est particulièrement vrai dans un contexte d'ouverture totale du marché à la concurrence en 2007 et d'importants départs en retraite. C'est pourquoi la formation et la mobilité sont les deux principaux outils de la gestion de l'emploi. Ceci explique qu'EDF, qui opère dans un contexte de métiers à haute technicité, a toujours consacré un

[34] Le personnel de certaines filiales françaises du Groupe relève également du statut des IEG (par exemple Electricité de Strasbourg).

budget important à la formation des salariés, afin d'accompagner en permanence les évolutions et les parcours professionnels.

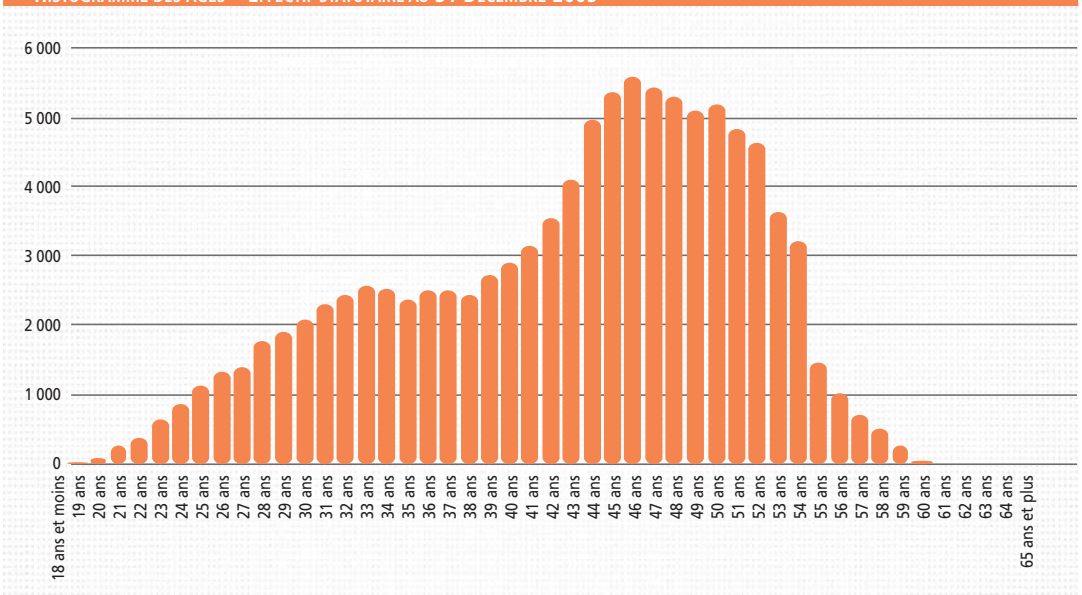
Le tableau ci-dessous illustre l'importance de cet effort de formation au sein d'EDF (y compris RTE) :

	2003	2004	2005
% de la masse salariale consacrée à des actions de Formation	8,29	8,13	6,9
Nombre d'heures de formation effectuées par salarié	29,8	37	35

Des départs en retraite importants vont nécessiter le renouvellement du personnel hautement qualifié aussi bien dans la Production et l'Ingénierie que dans la Distribution. En effet, du fait d'une pyramide des âges déséquilibrée (plus de 60 % des salariés ont plus de 40 ans), les équipes d'exploitation et de maintenance dans ces deux métiers cœurs d'EDF vont être confrontées au départ en retraite d'environ 45 % de leurs effectifs entre 2005 et 2015. Ces départs à la retraite dans les années à venir constituent une opportunité pour adapter le nombre et les profils des salariés aux enjeux du Projet Industriel.

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges au 31 décembre 2005 :

Histogramme des âges – Effectif statutaire au 31 Décembre 2005



Pour anticiper ces départs, les embauches réalisées en 2004 et 2005 (près de 4000 recrutements) ont été concentrées sur les métiers d'appel de l'entreprise (conduite et maintenance nucléaire, technique réseaux électriques, accueil clientèle et vente en ligne, technique clientèle). En 2006 et 2007, l'entreprise embauchera à un rythme inférieur, soit de 800 à 1000 recrutements externes par an.

Toutefois, les embauches ne concourent qu'en partie au renouvellement des compétences des métiers d'appel. C'est pourquoi EDF a mis en place un large programme de redéploiement de ses métiers en décroissance (tertiaire, fonctions centrales) vers les métiers d'appel.

A cet effet, un important programme de formation soutiendra ces reconversions. Pour les quelques situations où les reconversions seraient trop complexes ou trop coûteuses, EDF a mis en place un dispositif de congé de fin de carrière pour l'exercice 2006 qui devrait concerner que quelques centaines de salariés.

Au final, le taux de remplacement des 9000 départs prévus en inactivité sur la période 2005 — 2007 ne dépassera pas 1/3. Ceci permet de maîtriser la masse salariale et d'améliorer la productivité.

17.5. Egalité des chances

Apprentissage

L'apprentissage est l'une des voies de formation par l'alternance choisie par EDF pour répondre au besoin de renouvellement de ses compétences internes et celles de ses principaux partenaires industriels. L'apprentissage vise à offrir à des jeunes et notamment parmi les moins favorisés la possibilité de s'engager dans la vie active avec des atouts reconnus : un diplôme et une expérience professionnelle.

EDF a renforcé le recours à l'apprentissage dès la rentrée 2005 en multipliant par deux le nombre de jeunes apprentis accueillis.

Des contrats de professionnalisation seront proposés à des jeunes sortis du système scolaire sans diplôme et à des demandeurs d'emploi afin de favoriser leur insertion ou leur réinsertion dans le monde de l'entreprise et l'acquisition d'une qualification.

Au total, à fin 2005, 1 725 jeunes (soit 1,46 % des effectifs) bénéficient d'un contrat en alternance avec EDF (contrats d'apprentissage, contrats de qualification et contrats de professionnalisation).

Solidarité / Seniors

Le Groupe EDF a innové en matière de recrutement des seniors à travers un programme adapté d'embauche, sous forme de contrats aidés, de personnes âgées de 50 ans ou plus et prioritairement chômeurs de longue durée et envisage de conclure 200 à 300 contrats en 2006 dans le cadre de ce programme.

Diversité

La lutte contre les discriminations et pour l'égalité des chances est au cœur des valeurs de l'entreprise. C'est donc tout naturellement qu'EDF a répondu favorablement aux initiatives gouvernementales pour lever toutes restrictions en matière d'embauche et notamment en supprimant les limites d'âge et de nationalité qui figuraient dans le statut. De même, l'accord sur l'insertion professionnelle des personnes handicapées prévoit que 4 % de nos recrutements seront dédiés aux personnes handicapées.

Sous traitance

Dans la continuité de l'accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE) du Groupe EDF, l'entreprise a engagé en novembre 2005 une négociation pour une « sous-traitance socialement responsable ». Cette négociation met notamment en exergue la volonté de maintenir dans la durée des partenariats industriels et de services dans une logique qui dépasse les intérêts à court terme. En effet, nos prestataires doivent pouvoir conforter leurs activités et renforcer leur capacité à se développer dans la durée au-delà de la seule passation de marchés ponctuels ou de court terme. Par ailleurs, bien entendu, les partenaires confirmeront leur engagement pour un emploi de qualité (réduction de la précarité, amélioration de la sécurité, de la santé et des conditions de travail) pour l'ensemble des salariés de nos entreprises sous-traitantes.

17.6. Dialogue social et représentation du personnel

17.6.1 Dialogue social France

L'accord du 12 janvier 2004 a défini le champ des négociations pour 2004 et 2005 au sein d'EDF. Il a permis d'accompagner les profonds changements que l'entreprise a connus ces deux dernières années et s'est soldé par la signature de 15 accords d'entreprises et 7 accords au sein de la branche professionnelle des IEG (notamment, accord sur le renforcement du dialogue social, accord égalité professionnelle, accord sur le processus de concertation relatif aux réorganisations, accord sur le parcours professionnel des mandatés, accord sur les nouvelles technologies de l'information et de la communication).

Pour les années 2006 et 2007, le même principe de thèmes de négociations sera adopté sous la forme d'un « Agenda social 2006 — 2007 » qui sera la déclinaison opérationnelle de l'ambition sociale du Groupe. Les thèmes de négociation concerneront notamment, emploi et parcours professionnels, rémunération et reconnaissance, temps de travail et santé au travail, dialogue social.

17.6.2 La représentation du personnel en France

En vertu du statut national des IEG, EDF est dotée d'instances de représentation du personnel spécifiques depuis 1946 (organismes statutaires).

Le mode de représentation du personnel d'EDF est différent de celui de droit commun, tel qu'il résulte des lois Auroux de 1982. L'article 28 de la loi du 9 août 2004 a prévu un délai de 3 ans pour adapter ces institutions. Cette adaptation résultera de la publication d'un décret à la suite d'une concertation actuellement en cours au sein de la branche professionnelle et d'une négociation d'entreprise pour la mise en place des nouvelles institutions représentatives du personnel.

L'objectif de cette adaptation est de substituer aux actuels organismes statutaires de représentation du personnel le système de droit commun concernant la mise en place d'un comité central d'entreprise, de comités d'établissements et de délégués du personnel.

Jusqu'à présent les salariés d'EDF ont toujours participé à hauteur d'au moins 80 % aux élections professionnelles.

La CCAS

La gestion des activités sociales et culturelles est dévolue, contrairement au droit commun, à des organismes spécifiques au niveau de la branche des IEG :

- La Caisse Centrale d'Activités Sociales (CCAS) qui gère les activités au plan national,
- Les 106 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociales (CAS) qui administrent les activités sociales et culturelles de proximité ou décentralisée. Les 106 CAS gèrent également le régime complémentaire maladie des IEG et effectuent les remboursements des prestations maladies (part Sécurité sociale) sur délégation des CPAM.
- Le Comité de Coordination des CAS. Il représente les CAS au plan national. Il est chargé de répartir les ressources entre la CCAS (71 % du 1 % versé par les entreprises de la branche) et les 106 CAS (29 %).
- Les attributions de la CCAS concernant le régime complémentaire maladie sont susceptibles d'évoluer dans les prochains mois à l'issue des négociations en cours au sein de la branche des IEG sur ce sujet.

A la différence des entreprises de droit commun où la dotation financière allouée aux activités sociales est exprimée en pourcentage de la masse salariale, le financement au sein des IEG est assuré par un prélèvement de 1 % sur les recettes d'exploitation des entreprises assurant la distribution du gaz et de l'électricité, c'est-à-dire pour l'essentiel sur le chiffre d'affaires

d'EDF, de Gaz de France et des entreprises locales de distribution. En 2005, le montant comptabilisé par EDF au titre du 1 % est de 266 millions d'euros (290 millions d'euros en 2004 et 277 millions d'euros en 2003). S'ajoutent à cela et conformément aux dispositions de l'article R. 432-2 du Code du travail, des dépenses liées au transport, à la restauration et au logement qui s'élèvent à 139 millions d'euros en 2004 (source bilan social 2004)

La CCAS est dotée de la personnalité morale et elle est pleinement indépendante. Elle est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics. Ni EDF, ni aucune autre entreprise de la branche des IEG n'y est représentée.

17.6.3 Dialogue social et représentation du personnel Groupe

Dans les autres sociétés du Groupe, notamment à l'étranger, la représentation du personnel est organisée selon les lois et règlements applicables localement.

Instances de dialogue social

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'Entreprise Européen. Cette instance est consultée sur les politiques majeures du Groupe et s'est déjà réunie plus de dix fois en réunion plénière depuis sa création. En mai 2005, une révision de l'accord a permis d'apporter de nouvelles dispositions au fonctionnement de cette instance. On peut citer notamment :

- des règles de composition du CEE qui permettent de prendre en compte les modifications intervenues dans les filiales du Groupe afin de désigner les représentants des salariés au sein du CEE ;
- une ambition de parité hommes — femmes au sein du comité.

Accord RSE

Un accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (« RSE ») a été signé le 24 janvier 2005. Cet accord a été conclu avec les organisations syndicales et les représentants du personnel des sociétés contrôlées par le Groupe et les 4 fédérations syndicales mondiales du secteur d'activité (ICEM, OIEM, ISP, FMTI).

Cet accord permet de doter le Groupe d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui s'appliquent à EDF et dans l'ensemble des sociétés qu'elle contrôle. Il implique les différents acteurs tant dans le domaine de la responsabilité « interne » entre le Groupe et ses salariés, que sur sa responsabilité « externe » d'énergéticien vis-à-vis des autres parties prenantes et de la société civile. Il permet d'affirmer l'ambition de responsabilité sociale du Groupe, au sein des sociétés qu'il contrôle dans le respect du principe de subsidiarité : il ne s'agit pas de créer un cadre normatif, mais de se doter de principes généraux communs, déclinables par pays quant à leur mise en œuvre. En application de cet accord, un bilan de mise en œuvre doit être réalisé et présenté chaque année à une instance spécifiquement créée à cet effet : le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe.

Pour le Groupe, cet accord a notamment pour objectif de contribuer à l'amélioration durable de ses performances, à la construction d'une identité de Groupe, à la valorisation de son image, au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social et à la mise en place d'une instance de dialogue social au niveau mondial.

En application de cet accord, un bilan de mise en œuvre est réalisé et présenté chaque année à une instance spécifiquement créée à cet effet : le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe. La première réunion s'est tenue à Paris en avril 2006.

17.7. Santé et sécurité

Le Groupe opère dans un secteur à haute technologie et à risques. La santé et la sécurité de ses salariés et de ses prestataires externes sont en conséquence un enjeu majeur de l'entreprise.

Elaborée en octobre 2003, la politique santé sécurité d'EDF en France est le fruit d'une large concertation avec l'ensemble des acteurs (encadrement, experts, médecins, représentants du personnel) d'EDF. Elle s'inscrit dans les valeurs de respect de la personne qu'elle place au cœur des organisations.

Le Comité National d'Orientation et de Suivi a procédé à une revue annuelle de la politique santé sécurité pour contrôler son déploiement, vérifier l'efficacité des dispositions retenues et proposer des améliorations.

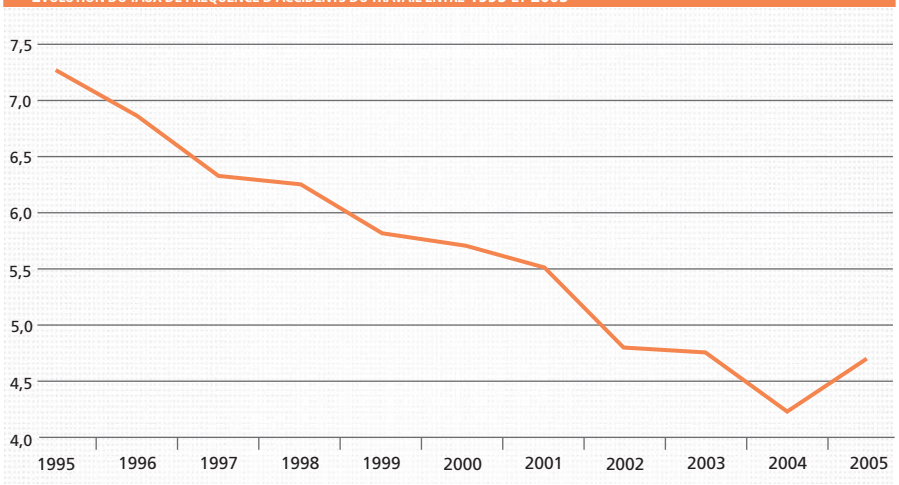
Le plan d'actions et de progrès pour 2006 concerne les thèmes suivants : une meilleure collecte des indicateurs en matière d'accidents du travail au sein du Groupe et des prestataires, les risques psychosociaux, les risques électriques, les travaux en hauteur, l'entretien et le contrôle des vêtements de travail, le secourisme et le tabagisme.

Accidents du travail

Depuis 10 ans, EDF a mené un effort très important de prévention et de formation qui lui a permis de réduire de manière très significative le taux d'accidents du travail avec arrêt.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du taux de fréquence du nombre d'accidents par millions d'heures travaillées :

ÉVOLUTION DU TAUX DE FRÉQUENCE D'ACCIDENTS DU TRAVAIL ENTRE 1995 ET 2005



Les résultats 2005 placent EDF, pour la quatrième année consécutive, à un taux de fréquence inférieur à 5.

Le taux de gravité est de 0,21 en 2005, 0,17 en 2004 (nombre de jours, décomptés dans l'année en cours, d'arrêts calendaires liés à des accidents (y compris ceux consécutifs aux accidents des années antérieures) par milliers d'heures travaillées).

Amiante

En ce qui concerne plus particulièrement l'amiante, le Groupe EDF a, par le passé, utilisé des produits des matériaux et des installations en contenant. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés avant les mesures de substitution ou de protection mises en place à partir de 1977.

La substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 80, et tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités conformément à la réglementation applicable. EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenants dans l'entreprise conformément à la réglementation applicable.

En outre, EDF a signé le 15 juillet 1998 un accord (réactualisé en juin 2002) pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. Dans cet accord, EDF s'est engagée à mettre en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, à instaurer une aide bénévole financée par EDF (2,3 millions d'euros en 2005) et à fournir un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation.

Pour une description de procédures en cours, voir section 20.6 (« Procédures judiciaires et d'arbitrages ») ci-dessous.

17.8. Régime des retraites et régime complémentaire maladie

17.8.1 Régime Spécial de retraite

Le régime de retraite des industries électriques et gazières est un régime spécial de sécurité sociale. Défini dans le cadre du statut du personnel des IEG, le régime spécial s'applique à tout le personnel de la branche professionnelle des IEG, affiliés ou pensionnés. Il a fait l'objet d'une réforme par la Loi du 9 août 2004. Ainsi, depuis le 1er janvier 2005, le régime spécial de retraite est géré par la Caisse nationale des IEG (« CNIEG ») créée par la Loi du 9 août 2004. Cette caisse prend désormais en charge les risques vieillesse, accidents du travail, maladies professionnelles, invalidité et décès.

Le titre IV de la Loi du 9 août 2004 et les décrets d'application de cette loi fixent les principes de fonctionnement et de financement du régime spécial de retraite des IEG à compter du 1er janvier 2005 :

Les principes sont les suivants :

- une partie des prestations est financée par la CNAVTS, l'AGIRC et l'ARRCO dans le cadre des conventions financières précisant les conditions de l'adossement du régime spécial des IEG aux régimes obligatoires de droit commun et en contrepartie de cotisations acquittées par les salariés et les employeurs et des contributions exceptionnelles ;
- une partie des prestations est financée par le produit de la contribution tarifaire d'acheminement (« CTA ») perçue sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité ;
- le solde est financé par les employeurs ;

La réforme a été totalement neutre pour les régimes de droit commun, pour les consommateurs d'énergie et pour le budget de l'Etat.

En application des conventions financières mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO), EDF SA a versé un montant de 3 295 millions d'euros au titre de la contribution exceptionnelle, soit 2 724 millions d'euros au profit de la CNAV et 571 millions d'euros au profit des régimes AGIRC et ARRCO (voir note 6.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005).

A noter que suite à la création de la CNIEG qui a pour vocation première, en tant que caisse de sécurité sociale, de verser les prestations du régime spécial des IEG à l'ensemble des agents inactifs de la branche, EDF a reconsidéré le versement du « complément exceptionnel de retraite », qui était assuré par IEG Pensions et n'a pas reconduit ce dispositif décrit à la note 31.4.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

17.8.2 Régime complémentaire maladie des IEG

Le statut des IEG a confié la gestion du régime spécial maladie, régime légal et obligatoire de sécurité sociale, aux seuls représentants du personnel. Le régime est géré par des représentants du personnel élus. Sa gestion est exercée par les 106 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociale (CAS) et le comité de coordination.

Le régime est placé sous la tutelle de l'Etat qui s'assure du respect des textes statutaires, fixe les règles, le niveau des cotisations et des prestations et arrête la liste des CAS par voie réglementaire.

Le régime complémentaire maladie des IEG connaît des difficultés financières depuis quelques années. Cette situation s'explique par le poids financier des remboursements de soins aux assurés qui s'est accru au-delà des prévisions (accroissement général des dépenses de santé constaté en France et baisse des remboursements de la part du régime général supportés désormais par le regime complémentaire).

Compte tenu de ce constat, une négociation de branche sur l'avenir du régime a été ouverte, mais l'accord signé par 2 organisations syndicales en décembre 2004 n'a pu être appliqué en raison d'un droit d'opposition des 3 autres organisations syndicales.

Le gouvernement a décidé de prendre des dispositions réglementaires pour garantir la continuité des remboursements et éviter aux entreprises d'avoir à constituer dans leurs comptes des provisions très élevées au titre des engagements sociaux maladie envers les retraités (décrets n° 2005-126 du 15 février 2005 et n° 2005-127 du 15 février 2005).

Une nouvelle négociation de branche a été lancée début mars 2006 et vise les deux objectifs suivants :

- préserver et sécuriser, pour les agents actifs et inactifs des industries électriques et gazières, le régime spécial de sécurité sociale en matière d'assurance maladie,
- améliorer la couverture maladie globale en la rendant comparable à celle assurée par les grands groupes français.

17.9. Politique salariale

17.9.1 Rémunération

Le système de rémunération appliqué au sein d'EDF est un système défini au niveau de la branche des IEG.

Il se décompose en :

- une rémunération principale qui dépend du niveau de responsabilité de l'emploi (évalué à partir d'un procédé dérivé de la méthode Hays qui est couramment utilisée) et l'évolution constatée des compétences ;
- une rémunération périphérique (contraintes de services ou primes liées à des événements particuliers) ;
- une rémunération de la performance pour l'encadrement et certains employés, ouvriers, techniciens et agents de maîtrise (« EOTAM »).

Les augmentations générales sont négociées au niveau de la branche des IEG. Les augmentations individuelles résultent chaque année, d'une négociation d'entreprise qui fait suite à une négociation de branche.

Un nouvel accord salarial de branche traitant des mesures générales et individuelles et portant sur les années 2006 et 2007 permet d'offrir une progression moyenne du pouvoir d'achat des salariés de la branche IEG d'au moins 2 % sur l'ensemble des deux années. Cet accord modifie le système de rémunération de façon à permettre une reconnaissance plus précise de la contribution de chacun, dans le cadre des budgets fixés.

En 2005, le salaire brut annuel moyen était de 31 654 euros (base 13 mois) et respectivement de 22 416, 28 607 et 47 516 euros pour les collèges exécution, maîtrise et cadre.

17.9.2 Intéressement

EDF met en place, via des accords triennaux, un intéressement pour ses salariés depuis 15 ans. Le dernier accord a été signé en juin 2005 et porte sur les années 2005 à 2007. Cet accord contient des dispositions particulières pour le calcul de l'intéressement dans le cas où EDF SA viendrait à bénéficier, par décision des pouvoirs publics, du régime légal de participation. Il prévoit notamment une modération de l'intéressement versé dans cette hypothèse.

Cet accord a permis de verser aux salariés d'EDF un montant de 101 millions d'euros au titre de l'exercice 2005 soit 2,96 % de la masse salariale.

Pour chaque bénéficiaire, l'intéressement est composé de trois parts basées sur des critères et des objectifs négociés au niveau de son unité, de sa direction/métier et du Groupe EDF. Les salariés communs à EDF et Gaz de France bénéficient de l'intéressement

au prorata de leur activité consacrée à chacune des deux entreprises.

Les salariés ont le choix entre toucher l'intéressement, l'affecter au plan d'épargne du Groupe ou le verser dans un compte épargne temps.

17.9.3 Plan d'Epargne Groupe

Le Groupe a mis en place un plan d'épargne Groupe applicable à compter du 1er février 2005. Ce PEG est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital ayant adhéré au PEG. L'ancien plan d'épargne entreprise EDF ne peut plus recevoir de nouveaux versements.

Pour les exercices 2005, 2006 et 2007 les salariés d'EDF bénéficient des mêmes règles d'abondement que celles applicables dans le cadre des anciens plans. Les sommes issues de l'intéressement que les salariés affectent au PEG sont abondées à hauteur de 100 % et les versements volontaires sont abondés à hauteur de 60 % à concurrence de 610 euros et à hauteur de 35 % pour les 610 euros suivants, dans la limite d'un plafond global annuel par salarié fixé à 2 300 euros. Les salariés communs à EDF et Gaz de France bénéficient de l'abondement au prorata de leur activité consacrée à chacune des deux entreprises conformément à leur clef individuelle de répartition.

Sur l'exercice 2005, EDF a versé un abondement total brut pour un montant total de 96 millions d'euros.

Cinq fonds communs de placement dont le FCPE en actions EDF sont ouverts à la souscription et totalisent un encours fin 2005 de 2,5 milliards d'euros.

17.9.4 Participation des salariés aux résultats de l'entreprise

A la date d'enregistrement du Document de Référence, EDF n'a mis en place aucun régime de participation, dans la mesure où il ne figure pas sur la liste des entreprises publiques auxquelles s'applique la participation des salariés aux résultats de l'entreprise.

17.9.5 Compte-épargne temps (CET)

Un compte-épargne temps a été institué par l'accord pour le développement de l'emploi et une nouvelle dynamique sociale qui a été conclu le 19 novembre 1993 entre les directions d'EDF et de Gaz de France et quatre organisations syndicales (la CFDT, la CFTC, la CGT-FO et l'UNCM — Union Nationale des Cadres et Maitrises). Il a été complété par l'accord du 25 janvier 1999.

Ce compte-épargne temps a pour objet de permettre aux salariés qui le souhaitent de différer la jouissance de périodes de repos ou d'éléments de rémunération en les capitalisant dans un compte afin de les utiliser postérieurement à leur acquisition pour financer une période de congés sans solde. L'accord ayant institué ce compte-épargne temps ne prévoit pas la possibilité, ouverte par la loi du 31 mars 2005 sur le temps de travail, d'utiliser les droits affectés au compte-épargne temps afin de se constituer une épargne.

Toutefois, une exception a été faite par voie d'accord dans le cadre de l'ouverture du capital de l'entreprise. C'est ainsi que l'accord signé par la CFE-CGC et la CFTC en juillet 2005 a ouvert la possibilité aux détenteurs d'un Compte épargne temps (« CET »), salariés d'EDF et des services communs d'EDF et de Gaz de France, d'utiliser, sous certaines conditions, jusqu'à 50 % du montant de leurs droits accumulés sur le CET pour souscrire des titres EDF dans le cadre de l'offre réservée aux salariés ou pour acquérir des parts de FCPE Epargne du Plan d'Epargne Groupe EDF.

A fin 2005, le nombre d'heures épargnées sur le compte-épargne temps par les 28 000 salariés EDF détenteurs d'un CET s'élève à 12 millions, ce qui représente une provision de près de 285 millions d'euros hors cotisations pour EDF.

17.9.6 Actionnariat salarié

Conformément à la loi du 9 août 2004 et à la loi 86-912 du 6 août 1986, l'ouverture du capital de l'entreprise et plus particulièrement l'Offre réservée aux salariés a été un succès.

C'est ainsi que 130 000 salariés et retraités du Groupe sont devenus actionnaires de la Société. La demande de souscription initiale a représenté 19,6 % du total de l'ouverture du capital, au-delà du seuil (15 %) fixé par la loi. 83 % des souscripteurs ont été intégralement servis.

Au terme du règlement-livraison des actions effectué le 30 janvier dernier, les salariés et anciens salariés du Groupe EDF détiennent aujourd'hui plus de 34,5 millions de titres EDF, soit 1,90 % du capital social du Groupe et 15 % du capital flottant. L'essentiel des titres acquis par les salariés (89 %) sont détenus dans le cadre du Plan d'Epargne Groupe, avec une durée de blocage de 5 ans.

En France, 75 % des salariés d'EDF et 57 % des salariés des services communs d'EDF et Gaz de France — qui avaient déjà bénéficié de l'offre Gaz de France en juin 2005 — sont devenus actionnaires. Dans les filiales concernées par l'opération en Europe, particulièrement au Royaume-Uni, Pologne et Hongrie, le taux de souscripteurs atteint les 50 %, témoignant d'un fort attachement au Groupe EDF.

Les avantages consentis aux salariés et anciens salariés d'EDF et de ses filiales majoritaires dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés sont fixés par 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 et par les articles 11 et 12 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités des privatisations qui prévoient (i) un taux de rabais sur le prix de cession d'un maximum de 20 % du prix le plus bas proposé au même moment aux autres souscripteurs de la même opération, (ii) l'attribution gratuite d'actions pour une valeur totale ne pouvant excéder la limite de la moitié du plafond mensuel de sécurité sociale et (iii) un abondement dans la limite du plafond légal pour les salariés adhérents au Plan d'Epargne Groupe (« PEG ») ou au Plan d'Epargne Groupe International (« PEGI »).

Ainsi, dans ce cadre, EDF a proposé à ses salariés cinq formules pouvant être associées : Energie Express et Energie Express + (proposées hors PEG-PEGI) ainsi que Energie Maxi, Energie Multi et Energie Transfert (proposées dans le cadre du PEG et du PEGI).

Les détails de ces formules sont disponibles dans la Note d'opération mise à la disposition des personnels et anciens personnels du Groupe EDF dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés ayant reçu le visa n° 05-743 délivré par l'AMF le 27 octobre 2005.

17.9.7 Options de souscription et/ou d'achat d'actions

Néant.

18 Principaux actionnaires

18.1. Répartition du capital et des droits de vote

Au cours de l'exercice 2005, la répartition du capital social d'EDF a été la suivante :

	Nombre d'actions et de droits de vote	%
du 01.01.2005 au 17.11.2005		
Etat	1 625 800 000	100 %
Institutionnels et particuliers	—	—
Salariés[1]	—	—
FCPE[1][2]	—	—
Total	**1 625 800 000**	**100 %**
du 18.11.2005[3] au 19.12.2005		
Etat	1 625 800 000	89,6 %
Institutionnels et particuliers	187 869 028	10,4 %
Salariés[1]	—	—
FCPE[1][2]	—	—
Total	**1 813 669 028**	**100 %**
du 20.12.2005[4] au 31.12.2005		
Etat	1 625 800 000	89,2 %
Institutionnels et particuliers	196 371 090	10,8 %
Salariés[1]	—	—
FCPE[1][2]	—	—
Total	**1 822 171 090**	**100 %**

(1) Le règlement-livraison des actions attribuées aux salariés est intervenu le 30 janvier 2006.
(2) Fonds commun de placement d'entreprise « Actions EDF ».
(3) Après les augmentations du capital social relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti.
(4) Après augmentation du capital social suite à l'exercice par les banques des bons de souscription d'actions (Option de Sur-allocation).

Au 30 janvier 2006, après règlement-livraison de l'Offre Réservée aux Salariés, la répartition du capital social d'EDF était la suivante :

au 30.01.2006	Nombre d'actions et de droits de vote	%
Etat	1 591 146 279	87,3 %
Institutionnels et particuliers	196 371 090	10,8 %
Salariés[5]	6 597 312	0,4 %
FCPE[6]	28 056 409	1,5 %
Total	**1 822 171 090**	**100 %**

(5) Actions détenues au porteur ou au nominatif (hors FCPE).
(6) FCPE « Actions EDF » du Plan d'Epargne Groupe EDF et du Plan d'Epargne Groupe EDF International.

18.2. Marché des titres de la société depuis son admission aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris S.A.

Depuis le 21 novembre 2005, les actions EDF sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris SA.

Le tableau ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la société depuis cette date et jusqu'au 28 avril 2006 inclus :

	Transactions	Cours de clôture (en euros)	
Période de cotation	en millions de titres	Plus haut	Plus bas
Novembre 2005	88,5	32,00	31,00
Décembre 2005	44,6	32,85	31,58
Janvier 2006	36,8	36,65	32,10
Février 2006	49,6	46,24	36,32
Mars 2006	41,4	46,80	41,01
Avril 2006	36,0	48,80	45,27

(Source : site internet d'Euronext)

18.3. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

A la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle.

19 Opérations avec des apparentés

Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des « parties liées » au titre de l'exercice 2005 est indiqué à la note 36 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

19.1. Synthèse des relations d'EDF avec ses parties liées

Relations avec l'Etat

Au 30 janvier 2006, l'Etat détenait 87,3 % du capital social et des droits de vote d'EDF. Tel que mentionné à la section 4.2.4 (« Risques liés à la structure et à la transformation du groupe ») ci-dessus, les modifications du capital ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'Etat en dessous du seuil de 70 %.

L'Etat a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires. En particulier, l'Etat, en tant qu'actionnaire principal, peut, en pratique, déterminer l'issue du vote des actionnaires dans l'élection des administrateurs et plus généralement dans toute question soumise au vote de l'Assemblée générale.

L'Agence des Participations de l'Etat (« APE »), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'Etat en sa qualité d'actionnaire dans la Société et, à ce titre, propose et met en oeuvre les décisions et orientations de l'Etat, en liaison avec l'ensemble des ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'Etat est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumise à certaines procédures de contrôle par l'Etat, 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'Etat et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'Etat sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe du Groupe EDF conclu entre l'Etat et le Groupe EDF le 27 juillet 2001 impose des procédures d'agrément préalable et d'information (préalable ou non) de l'Etat pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Par ailleurs, l'accord a mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

EDF est également soumise aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les deux 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. Ainsi, après vérification des comptes, la Cour des comptes peut également demander communication de tous documents nécessaires à l'accomplissement de sa mission de contrôle, et entendre toute personne de son choix. Enfin, le décret-loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle de l'Etat sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'Etat, permet au ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'inspection générale des finances.

En outre, la cession d'actions EDF par l'Etat, ou la dilution de la participation de l'Etat dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de la réglementation applicable et notamment des lois n° 86-793 du 2 juillet 1986, n° 86-912 du 6 août 1986 et n° 93-923 du 19 juillet 1993. Enfin, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie. Cette programmation fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire. Pour plus de détails sur la programmation pluriannuelle des investissements de production, se reporter à la section 6.5.2.2 (« Législation française ») ci-dessus.

L'Etat et EDF ont conclu le 24 octobre 2005 un contrat portant sur les missions de service public assignées à EDF (voir section 6.5.2.2 (« Législation française ») ci-dessus).

Par ailleurs, l'Etat intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz (voir section 6.5.2.2 (« Législation française ») ci-dessus), et notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et les certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat, pour fixer les tarifs de vente aux clients non éligibles, et pour fixer les tarifs de transport et de distribution ainsi que le montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité (« CSPE »).

Enfin, EDF fournit de l'électricité à différentes entités du secteur public : les administrations, les collectivités locales, les entreprises du secteur public (notamment RATP). Ces entités sont aujourd'hui des clients éligibles pour lesquels EDF est en concurrence avec d'autres fournisseurs d'électricité. Certaines d'entre elles ont fait jouer leur éligibilité et ont changé de fournisseur.

Relations avec Gaz de France

EDF et Gaz de France ont été constitués sous la forme d'EPIC en application de la loi du 8 avril 1946. L'article 5 de cette loi prévoyait que des conventions particulières pouvaient être conclues entre les deux établissements publics pour l'organisation de services communs ou le transfert à l'un de ces établissements de services relevant de la compétence de l'autre établissement. En application de cette loi, des entités communes ont été créées au sein d'EDF et de Gaz de France : la Direction de la Distribution devenue EDF GDF Services, la Direction du Personnel et des Relations Sociales (« DPRS »), devenue le Centre National d'Expertise en Relations Professionnelles (« CNERP ») et la Direction Informatique et Télécommunications (« DIT »).

La Loi du 9 août 2004 est venue modifier l'article 5 de la loi de 1946 qui prévoit désormais que EDF et Gaz de France, détenues toutes deux majoritairement par l'Etat, peuvent créer par convention des services communs. La création de tels services est obligatoire dans le secteur de la distribution pour :

- la construction des ouvrages ;
- la maîtrise d'oeuvre des travaux ;
- l'exploitation et la maintenance des réseaux ;
- les opérations de comptage ;

- de manière générale, les autres missions afférentes à ces activités.

En outre, les services communs ainsi créés ont la possibilité de réaliser des prestations pour le compte de certains autres distributeurs.

Les services communs peuvent être dotés ou non de la personnalité morale, EDF et Gaz de France assumant les conséquences de leurs activités propres dans le cadre des services communs non dotés de la personnalité morale.

Enfin, les coûts afférents aux activités relevant de chacune des sociétés sont identifiés dans la comptabilité des services communs, qui respecte les principes de séparation comptable qui leur sont applicables. Les coûts relatifs à ces services sont répartis en fonction d'une clé qui varie en fonction des services communs.

Dans ce cadre, EDF et Gaz de France disposent aujourd'hui des principaux services comprenant du personnel mixte suivants :

- « EDF Gaz de France Distribution », le service commun de distribution. La supervision de la gestion du réseau de distribution d'électricité fait l'objet de dispositions spécifiques dans les statuts de la Société. Pour plus de détails concernant l'organisation de ce service commun et la description de ces dispositions statutaires entre EDF et Gaz de France, voir section 6.2.2.2.3 (« Organisation ») ci-dessus.
- Le CNERP, qui concentre l'expertise commune en matière de gestion du personnel d'EDF et Gaz de France (statut des IEG et ses textes d'application).
- La Direction Informatique et Télécommunication (« DIT »), entité mixte en charge de certains systèmes d'information.

Dans le cadre de la création de l'opérateur commun de distribution « EDF Gaz de France Distribution », les deux Présidents d'EDF et Gaz de France ont signé le 7 octobre 2004 une convention relative à la gouvernance de cet opérateur commun (voir section 6.2.2.2.3 (« Organisation ») ci-dessus).

Dans le cadre de la coopération entre EDF et Gaz de France au sein de la DIT, une convention de partenariat a été signée 1er juillet 2004 afin de préciser la nature des missions ainsi que les modalités de gouvernance de cette entité commune.

Relations avec le Groupe Areva

Voir section 4.3 (« Facteur de dépendance »).

Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ces sociétés. EDF et EnBW ont notamment conclu un accord de coopération en 2001, qui prévoit les modalités de la coopération entre les deux sociétés. Ce contrat a été conclu pour une durée indéterminée ne pourra être résilié avant 2006.

EDF a également conclu des conventions de trésorerie avec les filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, EnBW et Dalkia), voir chapitre 7 (« Organigramme — Relations contractuelles intra-groupe »). Par ailleurs, EDF consent des garanties à certaines de ses filiales, qui figurent dans les engagements hors-bilans consolidés du Groupe.

EDF et RTE-EDF Transport ont signé des contrats régissant leurs relations techniques et financières.

Les contrats conclus avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence concernent en particulier la vente et l'achat énergie.

20 Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur

20.1. Informations financières historiques

En application de l'article 28-1 alinéa 5 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004, les comptes consolidés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2004 et 2003 (établis conformément à la réglementation comptable française), ainsi que les rapports des contrôleurs légaux y afférents, figurant à la section 5.9 du Document de Base (pages 388 à 477), sont inclus par référence dans le présent Document de Référence.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2005 (établis conformément aux normes IAS-IFRS) figurent ci-dessous.

Comptes Consolidés

Au 31 Decembre 2005

(Ces comptes seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 9 juin 2006)

Sommaire

Comptes Consolidés
Comptes de résultat consolidés . . . 217
Bilans consolidés . . . 218
Tableaux des flux de trésorerie consolidés . . . 219
Variations des capitaux propres consolidés . . . 220

Annexe aux comptes consolidés . . . 221
Note 1. Référentiel comptable du Groupe . . . 221

Note 2. Effet de la première application des normes IFRS . . . 221
2.1. Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 1er janvier 2004 . . . 222
2.2. Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 31 décembre 2004 . . . 223
2.3. Rapprochement du compte de résultat résumé consolidé 2004 normes françaises — normes IFRS . . . 224
2.4. Rapprochement des capitaux propres consolidés normes françaises — normes IFRS au 31 décembre 2004 . . . 225
2.5. Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 1er janvier 2004 . . . 226
2.6. Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 31 décembre 2004 . . . 227
2.7. Principaux retraitements opérés sur le compte de résultat consolidé 2004 . . . 228
2.8. Principaux retraitements opérés sur le tableau de flux de trésorerie consolidé 2004 . . . 229
2.9. Notes explicatives sur les options comptables retenues . . . 230
2.10. Principaux retraitements et leur impact sur les capitaux propres au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le résultat 2004 . . . 230

Note 3. Transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers . . . 234
3.1. Reclassements . . . 234
3.2. Effets des changements de méthode d'évaluation . . . 234
3.3. Impacts au 1er janvier 2005 . . . 235

Note 4. Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation . . . 237
4.1. Recours à des estimations . . . 237
4.2. Changement d'estimation . . . 238
4.3. Méthodes de consolidation . . . 238
4.4. Règles de présentation . . . 239
4.5. Conversion des comptes des filiales étrangères . . . 239
4.6. Conversion des opérations en devises . . . 239
4.7. Parties liées . . . 239
4.8. Chiffre d'affaires . . . 239
4.9. Impôts sur les résultats . . . 239
4.10. Goodwill . . . 240
4.11. Autres actifs incorporels . . . 240
4.12. Immobilisations corporelles . . . 240
4.13. Pertes de valeur des autres actifs incorporels et des immobilisations corporelles . . . 242
4.14. Actifs et passifs financiers . . . 242
4.15. Stocks et en-cours . . . 246
4.16. Créances d'exploitation . . . 246
4.17. Trésorerie et équivalents de trésorerie . . . 246
4.18. Capitaux propres . . . 246
4.19. Provisions . . . 247
4.20. Avantages du personnel . . . 247
4.21. Passifs spécifiques des concessions . . . 248
4.22. Subventions d'investissement . . . 248
4.23. Dépenses environnementales . . . 248
4.24. Résultat net par action et résultat net dilué par action . . . 249
4.25. Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées . . . 249

Note 5. Les concessions de distribution publique d'électricité en France . . . 249
5.1. Cadre général . . . 249
5.2. Traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité d'EDF SA . . . 249
5.3. Evaluation des passifs spécifiques de concessions . . . 250

Note 6. Evénements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice . . . 251
6.1. Loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières . . . 251
6.2. Couverture maladie au sein des industries électriques et gazières (IEG) . . . 253
6.3. Evolution du capital social d'EDF SA . . . 253
6.4. « Offre réservée aux salariés » . . . 253
6.5. Edison . . . 254
6.6. Light . . . 257
6.7. Edenor . . . 257

Note 7. Effet de la loi du 9 Août 2004 sur la comparabilité des exercices . . . 257
7.1. Impacts de la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG . . . 258
7.2. Article 36 de la loi du 9 août relatif aux concessions . . . 258
7.3. Effets sur le compte de résultat retraité pro forma de l'exercice 2004 . . . 259

Note 8. Evolutions du périmètre de consolidation . . . 259
8.1. Evolution de périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2005 . . . 259
8.2. Evolution de périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2004 . . . 260

Note 9. Informations sectorielles . . . 260
9.1. Informations par zones géographiques . . . 260
9.2. Informations par secteurs d'activité . . . 262

Note 10. Chiffre d'affaires . . . 263

Note 11. Achats de combustibles et d'énergie . . . 264

Note 12. Autres consommations externes . . . 264

Note 13. Obligations contractuelles et engagements dans le cadre de ses activités . . . 264
13.1. Engagements sur contrats commerciaux . . . 264
13.2. Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation . . . 265
13.3. Obligations en matière de location simple . . . 265

Note 14. Charges de personnel . . . 266
14.1. Charges de personnel . . . 266
14.2. Effectifs moyens . . . 266
14.3. Rémunération des dirigeants . . . 266

Note 15. Autres produits et charges opérationnels . . . 267

Note 16. Autres produits et charges d'exploitation . . . 267

Note 17. Résultat financier . . . 268
17.1. Coût de l'endettement financier brut . . . 268
17.2. Charges d'actualisation . . . 268
17.3. Autres produits et charges financiers . . . 268
17.4. Résultat financier de l'exercice 2004 . . . 269

Note 18. Impôts sur les résultats . . . 269
18.1. Ventilation de la charge d'impôt . . . 269
18.2. Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective . . . 270
18.3. Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature . . . 271
18.4. Déficits reportables et crédits d'impôt . . . 272
18.5. Impôt constaté en capitaux propres . . . 272

Note 19. Résultat net et résultat net dilué par action . . . 272

Note 20. Goodwill . . . 272

Note 21. Autres actifs incorporels . . . 273

Note 22. Immobilisations corporelles . . . 273
22.1. Variation des immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours) . . . 274
22.2. Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé (hors immobilisations en cours) . . . 275
22.3. Obligations en matière de contrats de location-financement . . . 275

Note 23. Titres mis en équivalence . . . 276

Note 24. Actifs financiers . . . 277
24.1. Répartition entre les actifs financiers courants et non courants . . . 277
24.2. Variation des actifs financiers . . . 277
24.3. Détail des actifs financiers . . . 278
24.4. Juste valeur des instruments financiers hors dérivés . . . 279
24.5. Engagements liés aux investissements . . . 280

Note 25. Stocks . . . 282

Note 26. Clients et comptes rattachés . . . 282

Note 27. Autres débiteurs . . . 283

Note 28. Trésorerie et équivalents de trésorerie . . . 283

Note 29. Actifs et passifs détenus en vue de leur revente . . . 284

Note 30. Capitaux propres . . . 284

Note 31. Provisions . . . 285
31.1. Répartition courant / non courant des provisions . . . 285
31.2. Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire . . . 285
31.3. Provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs . . . 287
31.4. Avantages du personnel . . . 289
31.5. Autres provisions . . . 292

Note 32. Passifs spécifiques des concessions . . . 293

Note 33. Passifs financiers courants et non courants . . . 294
33.1. Répartition courant/non courant des passifs financiers . . . 294
33.2. Emprunts et dettes financières . . . 294
33.3. Endettement financier net . . . 296
33.4. Evolution de l'endettement financier net . . . 297
33.5. Garanties sur emprunts . . . 298

Note 34. Instruments dérivés . . . 298
34.1. Instruments dérivés et comptabilité de couverture . . . 298
34.2. Autres instruments . . . 300
34.3. Dérivés Actions . . . 301
34.4. Contrats de matières premières qualifiés de dérivés . . . 302

Note 35. Autres créditeurs . . . 302

Note 36. Parties liées . . . 303
36.1. Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation . . . 303
36.2. Relations avec l'Etat et les sociétés participations de l'Etat . . . 303

Note 37. Quotas d'émission de gaz à effet de serre . . . 304

Note 38. Environnement . . . 304
38.1. Actifs environnementaux . . . 304
38.2. Passifs envrionnementaux . . . 304
38.3. Dépenses environnementales . . . 304

Note 39. Evénements postérieurs à la clôture . . . 304

Note 40. Périmètre de consolidation . . . 305

Comptes de résultat consolidés

		2005	2004	2004
(en millions d'euros)	Notes	Pro forma		
Chiffre d'affaires	10	51 051	46 150	46 788
Achats de combustibles et d'énergie	11	(16 693)	(13 486)	(13 486)
Autres consommations extemes	12	(9 109)	(8 748)	(8 748)
Charges de personnel	14	(9 834)	(9 045)	(8 744)
Impôts et taxes		(3 095)	(2 827)	(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	15	690	514	434
Excédent brut d'exploitation		**13 010**	**12 558**	**13 417**
Dotations aux amortissements		(5 036)	(4 842)	(4 842)
Pertes de valeur	20 et 22.1	(147)	(1 373)	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	16	251	(190)	(190)
Résultat d'exploitation		**8 078**	**6 153**	**7 012**
Coût de l'endettement financier brut	17.1	(1 472)	(1 568)	(1 568)
Charges d'actualisation	17.2	(2 526)	(2 432)	(4 969)
Autres produits et charges financiers	17.3	539	943	1 105
Résultat financier	**17**	**(3 459)**	**(3 057)**	**(5 432)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**4 619**	**3 096**	**1 580**
Impôts sur les résultats	18	(1 451)	(1 605)	(1 072)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	23	182	103	103
Résultat net des activités en cours d'abandon		—	—	—
Résultat net consolidé		**3 350**	**1 594**	**611**
dont résultat net part des minoritaires		108	(13)	(13)
dont résultat net part du Groupe		**3 242**	**1 607**	**624**
Résultat net part de Groupe par action :	**19**			
Résultat par action en euro	19	1,97	—	—
Résultat dilué par action en euro	19	1,97	—	—

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1er janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004 (voir note 3).

Un compte de résultat de l'exercice 2004 pro forma intégrant les effets de la loi du 9 août 2004 au 1er janvier 2004 est communiqué afin d'assurer la comparabilité des exercices 2005 et 2004 (voir note 6).

Bilans Consolidés

ACTIF

En millions d'euros	Notes	31.12.2005	01.01.2005[1]	31.12.2004
Goodwill	20	7 181	5 371	5 371
Autres actifs incorporels	21	1 886	1 288	1 288
Immobilisations corporelles	22	102 215	97 645	97 645
Titres mis en équivalence	23	2 021	2 203	2 198
Actifs financiers non courants	24	8 518	8 118	7 434
Impôts différés	18	1 719	1 050	944
Actif non courant		123 540	115 675	114 880
Stocks	25	6 695	6 678	6 678
Clients et comptes rattachés	26	16 121	13 733	15 782
Actifs financiers courants	24	11 890	5 690	3 121
Actifs d'impôts courants		275	1 369	1 369
Autres débiteurs	27	4 445	4 494	4 551
Trésorerie et équivalents de trésorerie	28	7 220	3 820	3 150
Actif courant		46 646	35 784	34 651
Actifs détenus en vue de la vente	29	728	—	—
TOTAL DE L'ACTIF		**170 914**	**151 459**	**149 531**

PASSIF

En millions d'euros	Notes	31.12.2005	01.01.2005[1]	31.12.2004
Capital	30	911	8 129	8 129
Réserves et résultats consolidés		18 250	943	307
Capitaux propres — part du Groupe		19 161	9 072	8 436
Intérêts minoritaires		979	897	899
Total des capitaux propres		20 140	9 969	9 335
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	31.2	13 918	13 494	13 494
Provisions pour déconstructions et derniers cœurs	31.3	12 907	12 367	12 367
Provisions pour avantages du personnel	31.4	12 971	13 620	13 620
Autres provisions	31.5	2 178	746	1 999
Provisions non courantes	31.1	41 974	40 227	41 480
Passifs spécifiques des concessions	32	34 907	33 694	33 694
Passifs financiers non courants	33	23 510	20 636	20 888
Autres créditeurs	35	5 932	6 438	6 479
Impôts différés	18	4 499	3 217	2 929
Passif non courant		110 822	104 212	105 470
Provisions	31.1	4 075	4 525	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés		8 894	6 663	9 017
Passifs financiers courants	33	11 933	9 759	4 899
Dettes impôts courants		491	453	395
Autres créditeurs	35	13 967	15 878	15 890
Passif courant		39 360	37 278	34 726
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	29	592	—	—
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**170 914**	**151 459**	**149 531**

(1) Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1er janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004 (voir note 3).

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2005	2004
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		4 619	1 580
Pertes de valeurs		147	1 373
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		6 677	8 480
Produits et charges financiers		1 153	490
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		90	90
Plus ou moins-values de cession		(487)	(214)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	6.4	329	90
Variation du besoin en fonds de roulement		1 332	473
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		13 860	12 362
Frais financiers nets décaissés		(1 188)	(1 096)
Impôts sur le Résultat payés		(392)	(2 047)
Versement de la soulte retraite		(3 296)	—
Versement Marcoule		(523)	—
Impôt et Intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne		—	(1 224)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles		8 461	7 995
Opérations d'investissement :			
Acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise	6.5	(2 951)	(97)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles		(5 248)	(4 940)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		383	383
Variations d'actifs financiers		(2 827)	761
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement		(10 643)	(3 893)
Opérations de financement :			
Emissions d'emprunts		2 810	3 865
Remboursements d'emprunts		(3 247)	(7 230)
Dividendes versés par la société mère		(374)	(321)
Dividendes versés aux minoritaires		(54)	(46)
Augmentation de capital souscrite par lea minoritaires		27	43
Augmentation des passifs spécifiques des concessions		196	174
Subventions d'investissement		70	31
Augmentation de capital d'EDF SA		6 350	—
Autres variations		(223)	3
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement		5 555	(3 481)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		3 373	621
trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture		3 150	2 497
incidence des variations de change		84	21
Reclassements liés à l'application des normes IAS 32 et 39		670	—
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		56	—
Incidence des autres reclassements		(113)	11
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture		**7 220**	**3 150**

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1er janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004.

Variations des capitaux propres consolidés

(en millions d'euros)	Capital	Réserves consolidées et résultat	Différences de conversion	Ecarts de réévaluation a la juste valeur des instruments financiers	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
Capitaux propres au 1er janvier 2004	8 129	(47 259)	—	—	(39 130)	913	(38 217)
Résultat	—	624	—	—	624	(13)	611
Dividendes versés	—	(321)	—	—	(321)	(46)	(367)
Differences de conversion	—		74	—	74	42	116
Autres variations	—	22	—	—	22	3	25
Effets de la loi du 9 août 2004[1]	—	47 167	—	—	47 167	—	47 167
Capitaux propres au 31 décembre 2004	8 129	233	74	—	8 436	899	9 335
Retraitements IAS 32 & 39	—	366	(4)	274	636	(2)	634
Capitaux propres au 1er janvier 2005	8 129	599	70	274	9 072	897	9 969
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente[2]	—	—	—	468	468	1	469
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture[2]	—	—	—	183	183	10	193
Différences de conversion	—		(118)	82	(36)	7	(29)
Offre réservée aux salariés[5]	—	329	—	—	329	—	329
Autres variations	—	34	26	9	69	10	79
Variations directement reconnues an capitaux propres	—	363	(92)	742	1 013	28	1 041
Réduction de capital[3]	(7 316)	7 316	—	—	—	—	—
Augmentation de capital[4]	98	6 110	—	—	6 208	—	6 208
Résultat	—	3 242	—	—	3 242	108	3 350
Dividendes distribués	—	(374)	—	—	(374)	(54)	(428)
Capitaux propres au 31 décembre 2005	911	17 256	(22)	1 016	19 161	979	20 140

(1) La réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG étant intervenue en substance au 31 décembre 2004, EDF a repris les provisions à hauteur de 49 755 millions d'euros. Par ailleurs, un montant de (2 392) millions d'euros a été comptabilisé au titre des soultes et contributions de maintien de droits, et un montant de (196) millions d'euros au titre des autres avantages du personnel IEG.
(2) Ces variations sont liées à la mise en œuvre des normes IAS 32 et 39 à compter du 1er janvier 2005.
(3) 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 millions d'euros, en contrepartie d'une augmentation équivalente des réserves. Les capitaux propres restent inchangés.
(4) Le 18 novembre 2005, EDF SA a procédé à une augmentation de capital par appel public à l'épargne de 187 869 028 actions d'une valeur nominale de 0,5 euro, soit d'un montant de 94 millions d'euros, réalisée dans le cadre d'un placement global garanti auprès d'investisseurs institutionnels en France et hors de France, et auprès du public au Japon, ainsi que d'une offre à prix ouvert auprès du public en France. Le 20 décembre 2005 à l'issue de l'exercice partiel par les banques de l'option de sur-allocation, EDF SA a procédé à une augmentation de capital de 8 502 062 actions d'une valeur nominale de 0,5 euros pour un montant de 4,2 millions d'euros. A l'issue de cette opération, le capital social s'élève à 911 millions d'euros. Le produit de ces souscriptions se traduit par un impact sur les capitaux propres de 6 208 millions d'euros, correspondant à 6 350 millions d'euros d'augmentation de capital diminués des frais liés à cette augmentation pour un montant net d'impôt de 142 millions d'euros.
(5) Voir notes 6.4 et 14.

Annexe aux comptes consolidés

Electricité de France est une entreprise domiciliée en France. Les états financiers au 31 décembre 2005 *ont été arrêtés* par le Conseil d'administration du 22 février 2006. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'assemblée générale qui se tiendra le 9 juin 2006.

Note 1. Référentiel comptable du groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005 sont établis pour la première fois selon les normes comptables internationales applicables au 31 décembre 2005 telles qu'approuvées par l'Union européenne et les dispositions de la norme IFRS 1 « Première adoption des normes internationales ». Les normes comptables internationales comprennent les IFRS (International Financial Reporting Standards), les IAS (International Accounting Standards) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Ces états financiers sont présentés avec en comparatif l'exercice 2004 établi selon le même référentiel, à l'exception des normes IAS 32 et IAS 39 (relatives aux instruments financiers) et IFRS 4 (contrats d'assurance) appliquées à compter du 1er janvier 2005. La note 2 décrit la méthodologie et les principes retenus au titre de cette transition, et présente l'impact chiffré de la première application des normes IFRS au 1er janvier 2004.

La note 3 décrit les effets de la transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers au 1er janvier 2005.

Les comptes consolidés aux 31 décembre 2004 et 31 décembre 2003 établis selon les normes françaises en vertu des dispositions antérieures du Code de commerce sont joints dans le Document de base enregistré par l'Autorité des marchés financiers (AMF) le 13 juillet 2005.

Le Groupe a appliqué par anticipation la révision de la norme IAS 39 « Instruments financiers », concernant l'option de juste valeur, applicable pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2006.

Les normes, amendements et interprétations IFRS émis à la date d'arrêté des comptes mais non encore entrés en vigueur pour lesquels le Groupe n'a pas opté pour une application anticipée, mais qui sont susceptibles de concerner le Groupe sont les suivants :

- révision de la norme IAS 19 « Avantages au personnel » : gains et pertes actuariels, régimes groupe et information à fournir, applicable pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2006,
- IFRIC 4 — Déterminer si un contrat contient un contrat de location

L'impact potentiel de ces normes, amendements et interprétations est en cours d'évaluation.

Dans le contexte actuel de son financement des obligations de démantèlement, EDF estime ne pas être concerné par l'interprétation IFRIC 5 « Droits aux intérêts provenant des fonds de démantèlement, restauration et réhabilitation ».

Note 2. Effet de la première application des normes IFRS

Conformément à la norme IFRS 1 « première adoption des normes internationales », le Groupe EDF a préparé des informations financières 2004 sur la transition aux normes IFRS, présentant l'impact chiffré du passage aux IFRS sur :

- le bilan à la date de transition, soit le 1er janvier 2004,
- les rapprochements du bilan et des capitaux propres entre les normes françaises et les normes IFRS au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004
- le rapprochement du compte de résultat 2004.

2.1. Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 1er janvier 2004

Actif (en millions d'euros)	01.01.2004 Normes françaises	Changements de presentation	01.01.2004 Normes françaises au format IFRS	Total ajustements IFRS	01.01.2004 IFRS
Ecarts d'acquisition	5 659	—	5 659	40	5 699
Actifs incorporels	859	—	859	92	951
Immobilisations corporelles	99 012	—	99 012	128	99 140
Titres mis en équivalence	2 146	—	2 146	(27)	2 119
Actifs financiers non courants	7 315	(324)	6 991	—	6 991
Impôts différés	216	—	216	(58)	158
Actif non courant	**115 207**	**(324)**	**114 883**	**175**	**115 058**
Stocks	6 924	—	6 924	31	6 955
Clients et comptes rattachés	14 394	—	14 394	(22)	14 372
Actifs financiers courants	3 072	324	3 396	—	3 396
Autres débiteurs	4 780	—	4 780	(214)	4 566
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 523	—	2 523	(26)	2 497
Actif courant	**31 693**	**324**	**32 017**	**(231)**	**31 786**
TOTAL DE L'ACTIF	**146 900**	**0**	**146 900**	**(56)**	**146 844**

Passif (en millions d'euros)	01.01.2004 Normes françaises	Changements de presentation	01.01.2004 Normes françaises au format IFRS	Total ajustements IFRS	01.01.2004 IFRS
Capital	8 129	—	8 129	—	8 129
Réserves et Résultat Consolidés	10 796	—	10 796	(58 055)	(47 259)
Capitaux propres — part du groupe	**18 925**	**—**	**18 925**	**(58 055)**	**(39 130)**
Intérêts minoritaires	915	—	915	(2)	913
Total des capitaux propres	**19 840**	**—**	**19 840**	**(58 057)**	**(38 217)**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 658	(763)	13 895	—	13 895
Provisions pour déconstruction et derniers coeurs	12 101	(3)	12 098	—	12 098
Avantages du personnel	2 185	(113)	2 072	57 949	60 021
Autres provisions	3 512	(1 207)	2 305	—	2 305
Provisions non courantes	**32 456**	**(2 086)**	**30 370**	**57 949**	**88 319**
Passifs spécifiques des concessions	33 682	—	33 682	(1 146)	32 536
Passifs financiers non courants	29 604	(9 890)	19 714	—	19 714
Autres créditeurs	—	5 109	5 109	1 606	6 715
Impôts différés	5 853	—	5 853	(2 984)	2 869
Passif non courant	**101 595**	**(6 867)**	**94 728**	**55 425**	**150 153**
Provisions	—	2 087	2 087	2 493	4 580
Fournisseurs et comptes rattachés	8 164	(444)	7 720	—	7 720
Passifs financiers courants	—	9 890	9 890	1	9 891
Dettes impôts courants	—	1 042	1 042	—	1 042
Autres créditeurs	17 301	(5 708)	11 593	82	11 675
Passif courant	**25 465**	**6 867**	**32 332**	**2 576**	**34 908**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**146 900**	**—**	**146 900**	**(56)**	**146 844**

Les principaux ajustements IFRS sont détaillés au paragraphe 2.5 intitulé « Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 1er janvier 2004 ».

Note : les passifs spécifiques des concessions incluent la provision pour renouvellement des immobilisations en concession qui était présentée en provision pour risques et charges dans les états financiers établis selon les principes comptables français au 31 décembre 2004, (14 640 millions d'euros au 31/12/2004 et 13 939 au 1er janvier 2004).

2.2. Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 31 décembre 2004

ACTIF

(en millions d'euros)	31.12.2004 Normes françaises	Changements de presentation	31.12.2004 Normes françaises au format IFRS	Total ajustements IFRS[1]	31.12.2004 IFRS
Ecarts d'acquisition	5 024	—	5 024	347	5 371
Actifs incorporels	1 181	—	1 181	107	1 288
Immobilisations corporelles	97 407	—	97 407	238	97 645
Titres mis en équivalence	2 187	—	2 187	11	2 198
Actifs financiers non courants	7 594	(160)	7 434	—	7 434
Impôts différés	200	—	200	744	944
Actif non courant	**113 593**	**(160)**	**113 433**	**1 447**	**114 880**
Stocks	6 660	—	6 660	18	6 678
Clients et comptes rattachés	15 869	—	15 869	(87)	15 782
Actifs financiers courants	2 961	160	3 121	—	3 121
Autres débiteurs	6 135	—	6 135	(215)	5 920
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 157	—	3 157	(7)	3 150
Actif courant	**34 782**	**160**	**34 942**	**(291)**	**34 651**
TOTAL DE L'ACTIF	**148 375**	**—**	**148 375**	**1 156**	**149 531**

PASSIF

(en millions d'euros)	31.12.2004 Normes françaises	Changements de presentation	31.12.2004 Normes françaises au format IFRS	Total ajustements IFRS[1]	31.12.2004 IFRS
Capital	8 129	—	8 129	—	8 129
Réserves et Résultat Consolidés	9 438	—	9 438	(9 131)	307
Capitaux propres — part du groupe	**17 567**	**0**	**17 567**	**(9 131)**	**8 436**
Intérêts minoritaires	893	—	893	6	899
Total des capitaux propres	**18 460**	**0**	**18 460**	**(9 125)**	**9 335**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 312	(818)	13 494	—	13 494
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 608	(241)	12 367	—	12 367
Avantages du personnel	2 403	(354)	2 049	11 571	13 620
Autres provisions	4 396	(2 397)	1 999	—	1 999
Provisions non courantes	**33 719**	**(3 810)**	**29 909**	**11 571**	**41 480**
Passifs spécifiques des concessions	34 786		34 786	(1 092)	33 694
Passifs financiers non courants	25 786	(4 898)	20 888	—	20 888
Autres créditeurs	—	4 844	4 844	1 635	6 479
Impôts différés	5 624		5 624	(2 695)	2 929
Passif non courant	**99 915**	**(3 864)**	**96 051**	**9 419**	**105 470**
Provisions	—	3 810	3 810	715	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	9 118	(101)	9 017	—	9 017
Passifs financiers courants	—	4 898	4 898	1	4 899
Dettes impôts courants	—	404	404	(9)	395
Autres créditeurs	20 882	(5 147)	15 735	155	15 890
Passif courant	**30 000**	**3 864**	**33 864**	**862**	**34 726**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**148 375**	**0**	**148 375**	**1 156**	**149 531**

(1) Les principaux ajustements IFRS sont détaillés au paragraphe 2.6 intitulé « Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 31 décembre 2004 ».

2.3. Rapprochement du compte de résultat résumé consolidé 2004 normes françaises — normes IFRS

(en millions d'euros)	Normes Françaises 2004	Changements de présentation	Normes Françaises au format IFRS 2004	Total ajustements IFRS	IFRS 2004
Chiffre d'affaires	**46 928**	**—**	**46 928**	**(140)**	**46 788**
Consommations externes	(23 476)	406	(23 070)	836	(22 234)
Charges de personnel	(9 596)	(333)	(9 929)	1 185	(8 744)
Impôts et taxes	(2 853)	26	(2 827)	—	(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	1 124	(697)	427	7	434
Excédent brut d'exploitation	**12 127**	**(598)**	**11 529**	**1 888**	**13 417**
Dotations nettes aux amortissements	(4 716)	—	(4 716)	(126)	(4 842)
Dotations nettes aux provisions	(1 573)	1 573	—	—	—
Perte de valeur	—	(1 685)	(1 685)	312	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	(190)	—	(190)	—	(190)
Résultat d'exploitation	**5 648**	**(710)**	**4 938**	**2 074**	**7 012**
Résultat financier	(2 185)	—	(2 185)	(3 247)	(5 432)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**3 463**	**(710)**	**2 753**	**(1 173)**	**1 580**
Impôts sur les résultats	(1 494)	—	(1 494)	422	(1 072)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	(710)	710	—	—	—
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	68	—	68	35	103
Résultat net	**1 327**	**—**	**1 327**	**(716)**	**611**
Intérêts minoritaires	(14)	—	(14)	1	(13)
Résultat net d'EDF	**1 341**	**—**	**1 341**	**(717)**	**624**
Résultat par action en euro	**0,82**	**—**	**0,82**	**—**	**0,38**

(1) Les principaux ajustements IFRS sont détaillés dans le paragraphe 2.7 intitulé « Principaux retraitements opérés sur le compte de résultat consolidé ».

La finalisation des travaux relatifs à la transition a conduit à des reclassements entre la ligne « Autres produits et charges opérationnels » et la ligne « Charges de personnel ». Ces reclassements se traduisent par une augmentation des charges de personnel de 173 millions d'euros et une réduction correspondante des autres charges opérationnelles.

2.4. Rapprochement des capitaux propres consolidés normes françaises — normes IFRS au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)	1er janvier 2004	Résultat de l'exercice	Impact Loi du 9 août	Autres	31/12/2004	Intérêts minoritaires	Total Capitaux propres
Capitaux propres en principes comptables français	**18 924**	**1 341**	**(2 392)**	**(306)**	**17 567**	**893**	**18 460**
Retraitements IFRS							
Retraites du personnel IEG	(57 452)	(1 310)	49 755	—	(9 007)	—	(9 007)
Avantages du personnel IEG	(2 323)	(127)	(196)	—	(2 646)	—	(2 646)
Concessions de forces hydrauliques	696	—	—	—	696	—	696
Autres retraitements relatifs aux concessions	(330)	(55)	—	—	(385)	—	(385)
Tickets de raccordement	(I 968)	(131)	—	—	(2 099)	—	(2 099)
Dépenses de sécurité nucléaire	1 133	123	—	—	1 256	—	1 256
Annulation des amortissements des écarts d'acquisition	—	348	—	—	348	1	349
Mise à zéro des écarts actuariels	(711)	35	—	—	(676)	—	(676)
Autres retraitements	(25)	(21)	—	(9)	(55)	5	(50)
Total des retraitements	**(60 980)**	**(1 138)**	**49 559**	**(9)**	**(12 568)**	**6**	**(12 562)**
Effet impôt sur retraitements	2 926	421	—	90	3 437	—	3 437
Capitaux propres en normes IFRS	**(39 130)**	**624**	**47 167**	**(225)**	**8 436**	**899**	**9 335**

La colonne « Autres » comprend principalement le versement des dividendes à l'actionnaire en 2004 et la variation des différences de conversion sur 2004.

2.5. Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 1er janvier 2004

ACTIF

(en millions d'euros)	01.01.2004 Normes françaises au format IFRS(1)	Retraites	Autres avantages LT	Concessions	Tickets de raccordement	Activation des dépenses de sécurité nucléaire	Ecarts d'acquisition	Autres	Total ajustements IFRS	01.01.2004 IFRS
Ecarts d'acquisition	5 659	—	—	—	—	—	—	40	40	5 699
Actifs incorporels	859	—	—	—	—	—	—	92	92	951
Immobilisations corporelles	99 012	—	—	(780)	—	1 133	—	(225)	128	99 140
Titres mis en équivalence	2 146	—	—	—	—	—	—	(27)	(27)	2 119
Actifs financiers non courants	6 991	—	—	—	—	—	—	—	—	6 991
Impôts différés	216	2 053	693	41	450	—	—	(3 295)	(58)	158
Actif non courant	**114 883**	**2 053**	**693**	**(739)**	**450**	**1 133**	**—**	**(3 415)**	**175**	**115 058**
Stocks	6 924	—	—	—	—	—	—	31	31	6 955
Clients et comptes rattachés	14 394	—	—	—	—	—	—	(22)	(22)	14 372
Actifs financiers courants	**3 396**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**3 396**
Autres débiteurs	4 780	—	—	—	—	—	—	(214)	(214)	4 566
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 523	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	2 497
Actif courant	**32 017**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(231)**	**(231)**	**31 786**
TOTAL DE L'ACTIF	**146 900**	**2 053**	**693**	**(739)**	**450**	**1 133**	**—**	**(3 646)**	**(56)**	**146 844**

PASSIF

(en millions d'euros)	01.01.2004 Normes françaises au format IFRS(1)	Retraites	Autres avantages LT	Concessions	Tickets de raccordement	Activation des dépenses de sécurité nucléaire	Ecarts d'acquisition	Autres	Total ajustements IFRS	01.01.2004 IFRS
Capital	8 129	—	—	—	—	—	—	—	—	8 129
Réserves et Résultat Consolidés	10 796	(55 399)	(1 630)	279	(1 518)	743	—	(530)	(58 055)	(47 259)
Capitaux propres — part du Groupe	**18 925**	**(55 399)**	**(1 630)**	**279**	**(1 518)**	**743**	**—**	**(530)**	**(58 055)**	**(39 130)**
Intérêts minoritaires	915	—	—	—	—	—	—	(2)	(2)	913
Capitaux propres	**19 840**	**(55 399)**	**(1 630)**	**279**	**(1 518)**	**743**	**—**	**(532)**	**(58 057)**	**(38 217)**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	25 993	—	—	—	—	—	—	—	—	25 993
Avantages du personnel	2 072	55 065	2 216	—	—	—	—	668	57 949	60 021
Autres provisions	2 305	—	—	—	—	—	—	—	—	2 305
Provisions non courantes	**30 370**	**55 065**	**2 216**	**—**	**—**	**—**	**—**	**668**	**57 949**	**88 319**
Passifs spécifiques des concessions	33 682	—	—	(1 146)	—	—	—	—	(1 146)	32 536
Passifs financiers non courants	19 714	—	—	—	—	—	—	—	—	19 714
Autres créditeurs	5 109	—	—	—	1 968	—	—	(362)	1 606	6 715
Impôts différés	5 853	—	—	128	—	390	—	(3 502)	(2 984)	2 869
Passif non-courant	**94 728**	**55 065**	**2 216**	**(1 018)**	**1 968**	**390**	**—**	**(3 196)**	**55 425**	**150 153**
Provisions	2 087	2 387	107	—	—	—	—	(1)	2 493	4 580
Fournisseurs et comptes rattachés	7 720	—	—	—	—	—	—	—	—	7 720
Passifs financiers courants	9 890	—	—	—	—	—	—	1	1	9 891
Dettes impôts courants	1 042	—	—	—	—	—	—	—	—	1 042
Autres créditeurs	1l 593	—	—	—	—	—	—	81	81	11 674
Passif courant	**32 332**	**2 387**	**107**	**—**	**—**	**—**	**—**	**81**	**2 575**	**34 908**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**146 900**	**2 053**	**693**	**(739)**	**450**	**1 133**	**—**	**(3 646)**	**(56)**	**146 844**

(1) Le passage des comptes des normes françaises aux normes françaises au format IFRS est détaillé au paragraphe 2.1 intitulé « Rapprochement du bilan consolidé normes françaises — normes IFRS au 1er janvier 2004 ».

2.6. Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 31 décembre 2004

ACTIF

(en millions d'euros)	31.12.2004 Normes françaises au format IFRS[1]	Retraites	Autres avantages long terme	Concessions	Tickets de raccordement	Activation des dépenses de sécurité nucléaire	Ecarts d'acquisition	Autres	Total ajustements IFRS	31.12.2004 IFRS
Ecarts d'acquisition	5 024	—	—	—	—	—	310	37	347	5 371
Actifs incorporels	1 181	—	—	—	—	—	—	107	107	1 288
Immobilisations corporelles	97 407	—	—	(780)	—	1 257	—	(239)	238	97 645
Titres mis en équivalence	2 187	—	—	—	—	—	38	(27)	11	2 198
Actifs financiers non courants	7 434	—	—	—	—	—	—	—	—	7 434
Impôts différés	200	2 517	738	45	495	—	—	(3 051)	744	944
Actif non courant	**113 433**	**2 517**	**738**	**(735)**	**495**	**1 257**	**348**	**(3 173)**	**1 447**	**114 880**
Stocks	6 660	—	—	—	—	—	—	18	18	6 678
Clients et comptes rattachés	15 869	—	—	—	—	—	—	(87)	(87)	15 782
Actifs financiers courants	3 121	—	—	—	—	—	—	—	—	3 121
Autres débiteurs	6 135	—	—	—	—	—	—	(215)	(215)	5 920
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 157	—	—	—	—	—	—	(7)	(7)	3 150
Actif courant	**34 942**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(291)**	**(291)**	**34 651**
TOTAL DE L'ACTIF	**148 375**	**2 517**	**738**	**(735)**	**495**	**1 257**	**348**	**(3 464)**	**1 156**	**149 531**

PASSIF

(en millions d'euros)	31.12.2004 Normes françaises au format IFRS[1]	Retraites	Autres avantages long terme	Concessions	Tickets de raccordement	Activation des dépenses de sécurité nucléaire	Ecarts d'acquisition	Autres	Total ajustements IFRS	31.12.2004 IFRS
Capital	8 129	—	—	—	—	—	—	—	—	8 129
Réserves et Résultat Consolidés	9 438	(6 490)	(1 908)	230	(1 604)	824	348	(532)	(9 131)	307
Capitaux propres — part du Groupe	**17 567**	**(6 490)**	**(1 908)**	**230**	**(1 604)**	**824**	**348**	**(532)**	**(9 131)**	**8 436**
Intérêts minoritaires	893	—	—	—	—	—	—	6	6	899
Capitaux propres	**18 460**	**(6 490)**	**(1 908)**	**230**	**(1 604)**	**824**	**348**	**(526)**	**(9 125)**	**9 335**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, déconstruction et derniers coeurs	25 861	—	—	—	—	—	—	—	—	25 861
Avantages du personnel	2 049	8 594	2 365	—	—	—	—	612	11 571	13 620
Autres provisions	1 999	—	—	—	—	—	—	—	—	1 999
Provisions non courantes	**29 909**	**8 594**	**2 365**	**—**	**—**	**—**	**—**	**612**	**11 571**	**41 480**
Passifs spécifiques des concessions	34 786	—	—	(1 092)	—	—	—	—	(1 092)	33 694
Passifs financiers non courants	20 888	—	—	—	—	—	—	—	—	20 888
Autres créditeurs	4 844	—	—	—	2 099	—	—	(464)	1 635	6 479
Impôts différés	5 624	—	—	127	—	433	—	(3 255)	(2 695)	2 929
Passif non-courant	**96 051**	**8 594**	**2 365**	**(965)**	**2 099**	**433**	**—**	**(3 107)**	**9 419**	**105 470**
Provisions	3 810	413	281	—	—	—	—	21	715	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	9 017	—	—	—	—	—	—	—	—	9 017
Passifs financiers courants	4 898	—	—	—	—	—	—	1	1	4 899
Dettes impôts courants	404	—	—	—	—	—	—	(9)	(9)	395
Autres créditeurs	15 735	—	—	—	—	—	—	155	155	15 890
Passif courant	**33 864**	**413**	**281**	**—**	**—**	**—**	**—**	**168**	**862**	**34 726**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**148 375**	**2 517**	**738**	**(735)**	**495**	**1 257**	**348**	**(3 464)**	**1 156**	**149 531**

(1) Le passage des comptes des normes françaises aux nonnes françaises au format IFRS est détaillé au paragraphe 2.2 intitulé « Rapprochement du bilan consolidé normes françaises nonnes IFRS au 31 décembre 2004 ».

2.7. Principaux retraitements opérés sur le compte de résultat consolidé 2004

(en millions d'euros)	Normes françaises au format IFRS[1]	Retraites	Autres avantages long terme	Concessions	Tickets de raccordement	Activation des dépenses de sécurité nucléaire	Ecarts d'acquisition	Autres	Total ajustements IFRS[2]	IFRS 2004
Chiffre d'affaires	**46 928**	**—**	**—**	**—**	**(131)**	**—**	**—**	**(9)**	**(140)**	**46 788**
Consommations externes	(23 070)	605	—	—	—	230	—	1	836	(22 234)
Charges de personnel	(9 756)	1 114	35	—	—	—	—	(137)	1 012	(8 744)
Impôts et taxes	(2 827)	—	—	—	—	—	—	—	—	(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	254	—	—	3	—	—	1	176	180	434
Excédent brut d'exploitation	**11 529**	**1 719**	**35**	**3**	**(131)**	**230**	**1**	**31**	**1 888**	**13 417**
Dotations nettes aux amortissements	(4 716)	—	—	(58)	—	(107)	—	39	(126)	(4 842)
Perte de valeur	(1 685)	—	—	—	—	—	312	—	312	(1 373)
Autres produits & charges	(190)	—	—	—	—	—	—	—	—	(190)
Résultat d'exploitation	**4 938**	**1 719**	**35**	**(55)**	**(131)**	**123**	**313**	**70**	**2 074**	**7 012**
Résultat financier	(2 185)	(3 029)	(162)	—	—	—	(3)	(53)	(3 247)	(5 432)
Résultat avant impôts des sociétés Intégrées	**2 753**	**(1 310)**	**(127)**	**(55)**	**(131)**	**123**	**310**	**17**	**(1 173)**	**1 580**
Impôts sur les résultats	(1 494)	464	45	6	45	(43)	—	(95)	422	(1 072)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	68	—	—	—	—	—	38	(3)	35	103
Résultat net	**1 327**	**(846)**	**(82)**	**(49)**	**(86)**	**80**	**348**	**(81)**	**(716)**	**611**
Intérêts minoritaires	(14)	—	—	—	—	—	(1)	2	1	(13)
Résultat net part du Groupe	**1 341**	**(846)**	**(82)**	**(49)**	**(86)**	**80**	**349**	**(83)**	**(717)**	**624**

(1) Le passage des comptes des normes françaises aux normes françaises au format IFRS est détaillé au paragraphe 2.3 intitulé « Rapprochement du compte de résultat consolidé 2004 normes françaises — normes IFRS ».
(2) La finalisation des travaux relatifs à la transition a conduit à des reclassements entre la ligne « Autres produits et charges opérationnels » et la ligne « Charges de personnel ». Ces reclassements se traduisent par une augmentation des charges de personnel de 173 millions d'euros et une réduction correspondante des autres charges opérationnelles.

2.8. Principaux retraitements opérés sur le tableau de flux de trésorerie consolidé 2004

(en millions d'euros)	2004 Normes françaises	Changements de présentation	2004 Normes françaises au format IFRS	Retraits	Autres avantages du personnel	Concessions	Tickets de raccordement	Dépenses de sécurité nucléaire	Ecarts d'acquisition	Autres	IFRS 2004
Opérations d'exploitation :											
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**3 463**	**(710)**	**2 753**	**(1 310)**	**(127)**	**(55)**	**(131)**	**123**	**310**	**17**	**1 580**
Annulation des pertes de valeurs	—	1 685	1 685	—	—	—	—	—	(312)	—	1 373
Annulation des amortissements et provisions	7 930	(975)	6 955	1 310	127	55	—	107	—	(74)	8 480
Annulation des produits et charges financiers	482	—	482	—	—	—	—	—	3	5	490
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90	—	90	—	—	—	—	—	—	—	90
Elimination des plus ou moins values de cession	(260)	—	(260)	—	—	—	—	—	—	46	(214)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie *	90	—	90	—	—	—	—	—	—	—	90
Variation du besoin en fonds de roulement	318	—	318	—	—	—	131	—	—	24	473
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**12 113**	**—**	**12 113**	**—**	**—**	**—**	**—**	**230**	**1**	**18**	**12 362**
Frais financiers nets décaissés	(1 096)	—	(1 096)	—	—	—	—	—	—	—	(1 096)
Impôts sur le résultat payés	(2 047)	—	(2 047)	—	—	—	—	—	—	—	(2 047)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	—	(1 224)	—	—	—	—	—	—	—	(1 224)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**7 746**	**—**	**7 746**	**—**	**—**	**—**	**—**	**230**	**1**	**18**	**7 995**
Opérations d'investissement :	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
Variations de périmètre	(97)	—	(97)	—	—	—	—	—	—	—	(97)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(4 710)	—	(4 710)	—	—	—	—	(230)	—	—	(4 940)
Acquisitions d'immobilisations financières	(1 116)	—	(1 116)	—	—	—	—	—	—	—	(1 116)
Cessions d'immobilisations	1 453	—	1 453	—	—	—	—	—	—	—	1 453
Variations d'actifs financiers	807	—	807	—	—	—	—	—	—	—	807
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(3 663)**	**—**	**(3 663)**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(230)**	**—**	**—**	**(3 893)**
Opérations de financement :	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
Emissions d'emprunts	3 865	—	3 865	—	—	—	—	—	—	—	3 865
Remboursements d'emprunts	(7 230)	—	(7 230)	—	—	—	—	—	—	—	(7 230)
Dividendes versés par la société mère	(321)	—	(321)	—	—	—	—	—	—	—	(321)
Dividendes versés aux minoritaires	(46)	—	(46)	—	—	—	—	—	—	—	(46)
Augmentation de capital en numéraire	43	—	43	—	—	—	—	—	—	—	43
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	174	—	174	—	—	—	—	—	—	—	174
Subventions d'investissement	31	—	31	—	—	—	—	—	—	—	31
Autres variations	3	—	3	—	—	—	—	—	—	—	3
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**(3 481)**	**—**	**(3 481)**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(3 481)**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**602**	**—**	**602**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**1**	**18**	**621**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	2 523	—	2 523	—	—	—	—	—	(2)	(24)	2 497
Incidence des variations de change	21	—	21	—	—	—	—	—	—	—	21
Incidence des autres reclassements	11	—	11	—	—	—	—	—	—	—	11
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**3 157**	**—**	**3 157**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(1)**	**(6)**	**3 150**

* effet du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule

2.9. Notes explicatives sur les options comptables retenues

Les paragraphes ci-dessous décrivent les modalités de la première application par EDF des règles et méthodes IFRS au titre de l'exercice 2004 .

2.9.1. Présentation des options et exemptions IFRS 1

La norme IFRS 1, qui détaille les modalités de première adoption des IFRS, autorise certaines dérogations au principe général d'application rétrospective des normes internationales. Dans ce cadre, les options retenues par le Groupe EDF sont les suivantes :

- Les regroupements d'entreprises antérieurs au 1er janvier 2004 ne sont pas retraités rétrospectivement dans le bilan d'ouverture.
- Les différences de conversion relatives à un investissement net dans une entité étrangère et comptabilisées au poste « Différences de conversion » dans les capitaux propres sont mises à zéro en contrepartie des réserves de consolidation.
- Les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel, non comptabilisés en vertu de l'application de la méthode du « corridor », sont comptabilisés en provision «Avantages du personnel» au 1er janvier 2004 en contrepartie des réserves de consolidation.
- Le Groupe EDF a maintenu l'effet de certaines réévaluations des immobilisations corporelles antérieures au 1er janvier 2004.

Ces options s'appliquent pour les entités du Groupe qui ne publiaient pas de comptes établis selon le référentiel IFRS. En ce qui concerne EnBW, qui publie des comptes IFRS depuis 2003, ces options n'ont pas été appliquées dans les comptes consolidés du Groupe EDF.

Les instruments financiers restent comptabilisés en 2004 selon les principes comptables du référentiel français, les normes IAS 32 et IAS 39 n'étant d'application obligatoire qu'à compter du 1er janvier 2005.

2.9.2. Méthodes IFRS optionnelles retenues

Sur le plan des règles et méthodes, le Groupe a retenu les options suivantes :

- les actifs corporels et incorporels figurent au bilan au coût amorti, le Groupe n'ayant pas choisi d'exercer l'option pour la juste valeur ;
- les gains et pertes actuariels sur la provision pour avantages du personnel 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 ;
- les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les immobilisations corporelles sont comptabilisés en charges ;
- les sociétés contrôlées conjointement sont consolidées par intégration proportionnelle,
- les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif et reprises dans le compte de résultat au même rythme que les amortissements relatifs aux immobilisations qu'elles ont contribuées à financer.

2.9.3. Règles de présentation

Au compte de résultat de l'exercice 2004, les autres produits et charges d'exploitation comprennent des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant, dont l'effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule pour 190 millions d'euros.

Les reclassements se détaillent comme suit :

- les dotations nettes aux provisions ont été reclassées par nature de charges,
- la dotation nette aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition est également reclassée à la ligne perte de valeur.

Les règles suivantes de présentation du bilan ont été retenues :

- les impôts différés actifs et passifs sont classés en totalité en non courant ;
- les actifs et passifs constitutifs du besoin en fond de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant ;
- au passif, le compte spécifique des concessions et la provision pour renouvellement des immobilisations sont regroupés sous un même compte dénommé « Passif spécifique des concessions », classé en non courant ; les « Dettes impôt courant » ont été isolées des « Autres créditeurs » au sein des passifs courants.

Par ailleurs, le bilan présente séparément les actifs et passifs hors cycle normal d'exploitation, en courants d'une part, et non courants d'autre part, selon que leur échéance se trouve à plus ou moins d'un an.

2.10. Principaux retraitements et leur impact sur les capitaux propres au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le résultat 2004.

2.10.1 Retraites du personnel de la branche des industries électriques et gazières (IEG)

En application de la norme IAS 19 « Avantages du personnel », le Groupe constitue des provisions au titre des avantages postérieurs à l'emploi dès lors que ces avantages sont à prestations définies, et au titre des autres avantages à long terme (voir présentation détaillée de ces avantages en note 31.4). Ces provisions sont évaluées selon la méthode des unités de crédit projetées telle que prévue par la norme IAS 19.

La réforme du financement du régime des retraites, résultant de la loi du 9 août 2004, est traduite de la manière suivante dans les informations financières comparatives IFRS de l'exercice 2004 :

- avant réforme, les engagements au 1er janvier 2004 s'élèvent à 60 677 millions d'euros. Ces engagements sont provisionnés par la contrepartie des réserves consolidées, nets des actifs externalisés dont la juste valeur au 1er janvier 2004 s'élève à

3 225 millions d'euros, pour un montant de 57 452 millions d'euros ;

- au 31 décembre 2004 les engagements tiennent compte des effets de la réforme selon les dispositions suivantes :
  - les conventions financières conclues entre la CNIEG et le régime général (CNAV) et les régimes complémentaires (AGIRC ARRCO) au titre des droits dits de base, permettent au Groupe de les assimiler à des régimes à cotisations définies car elles remettent le Groupe dans la même situation que les entreprises affiliées aux régimes de droit commun ; les engagements correspondants ne sont par conséquent pas provisionnés selon la norme IAS 19 ; les contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires au titre du personnel des activités non régulées sont enregistrées en dettes et provisions pour risques et charges dans les comptes consolidés établis en normes françaises au 31 décembre 2004 (3 683 millions d'euros) ;
  - le financement des droits spécifiques passés des personnels des activités régulées (transport et distribution) calculés au 31 décembre 2004 (16,3 milliards d'euros), — ainsi que des contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires — est assuré par le prélèvement de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et n'incombe plus à EDF ; en conséquence, ces engagements n'ont plus lieu d'être provisionnés dans les comptes du Groupe ;
  - les droits spécifiques passés des personnels des activités non régulées (production et commercialisation), évalués au 31 décembre 2004, restent à la charge du Groupe et sont intégralement provisionnés dans les informations financières établies selon les normes internationales au 31 décembre 2004 (9 007 millions d'euros nets des actifs externalisés).

En conséquence, la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG a pour effet de reprendre les provisions constituées à l'ouverture pour un montant de 49 755 millions d'euros. Cette reprise est enregistrée en capitaux propres à fin 2004. Le compte de résultat enregistre la charge de retraite avant réforme.

L'évolution de la provision pour retraites des IEG sur l'exercice 2004 peut s'analyser comme suit :

en millions d'euros	
Valeur actualisée de l'obligation au 1er janvier 2004	60 677
Coût des services rendus	1 212
Charges d'intérêts	3 094
Prestations versées	(2 434)
Pertes & gains actuariels nés sur 1'exercice	5 945
Effet de la réforme du financement au 31 décembre 2004(1)	(54 529)
Engagements retraites au 31 décembre 2004 post réforme	**13 965**
Actifs de couverture au 31 décembre 2004	**(3 800)**
Ecarts actuariels au 31 décembre 2004 après reforme	**(1 158)**
Provision pour retraites au 31 décembre 2004	**9 007**

(1) Le montant repris par capitaux propres de 49 755 millions d'euros correspond à l'effet de la réforme sur les engagements (54 529 millions d'euros) et à la quote-part des écarts actuariels associés (4 774 millions d'euros).

2.10.2. Autres avantages du personnel IEG

En vertu de la norme IAS 19, « Avantages du personnel », le Groupe constitue également des provisions au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi dès lors que ces avantages sont à prestations définies, et au titre des autres avantages long terme (voir présentation détaillée de ces avantages en note 31.4).

Compte tenu des provisions figurant déjà dans les comptes en normes françaises, un complément de provisions, évalué selon la méthode des unités de crédit projetées, a été constaté en IFRS à hauteur de 2 323 millions d'euros au 1er janvier 2004. Il concerne principalement les avantages en nature énergie, les rentes accident du travail et maladies professionnelles pour les agents inactifs, ainsi que le complément exceptionnel de retraite. Au 31 décembre 2004, il s'analyse comme suit :

En millions d'euros	
Avantages en nature énergie	1 133
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	663
Indemnités de fin de carrière	488
Complément exceptionnel retraite	338
Indemnités de secours immédiat	262
Indemnités de congés exceptionnels	177
Indemnités compensatrices de frais d'études	36
Aide bénévole amiante	16
Sous-total des engagements postérieurs à l'emploi	**3 113**
Juste valeur des fonds externalisés (au titre des indemnités de fin de carrière)	(462)
Sous-total des engagements postérieurs à l'emploi net des fonds externalisés	**2 651**
Engagements au titre des avantages à long terme (médailles du travail...)	278
Ecarts actuariels non reconnus (passage d'un taux d'actualisation de 5 % à 4,5 % en 2004)	(169)
Total provision constituée dans les comptes IFRS au 31 décembre 2004	**2 760**
Dont provision déjà reconnue dans les comptes en normes françaises	(278)
Instauration de charges sociales sur certains avantages au personnel	164
Complément de provision constitué dans les comptes IFRS au 31 décembre 2004	**2 646**
Effet d'impôt	(738)
Impact négatif net sur les capitaux propres au 31 décembre 2004	**1 908**

Par ailleurs, dans le cadre de la réforme du régime complémentaire maladie décrite en note 31.4.2, l'engagement préexistant à cette réforme n'a pu être évalué au 31 décembre 2004 en l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités et d'informations statistiques historiques suffisamment détaillées et fiabilisées. Cet engagement n'est en conséquence pas comptabilisé à la date de transition et au 31 décembre 2004. Les dispositions réglementaires prises début 2005 qui établissent un régime à cotisations définies vis-à-vis des agents en activité et suppriment toute participation d'EDF au financement de la section des retraités, libèrent ainsi l'entreprise de tout engagement à ce titre.

2.10.3. Concessions de Forces hydrauliques d'EDF SA

En application des normes IFRS 1 « Première adoption des IFRS », IAS 16 « Immobilisations corporelles » et IAS 37 « Provisions, passifs et actifs éventuels », les droits du concédant, composés majoritairement des écarts de réévaluation de 1959 et 1976, n'ayant pas le caractère de dette envers le concédant ont été éliminés pour un montant global de 1 476 millions d'euros, respectivement :

- en ce qui concerne la réévaluation de 1959, par les capitaux propres au 1er janvier 2004 ce qui a pour effet de les augmenter de 696 millions d'euros ;
- et, s'agissant de la réévaluation de 1976 par imputation sur la valeur nette des immobilisations correspondantes à due concurrence de 780 millions d'euros, soit sans impact sur les capitaux propres.

Ces retraitements sont sans impact sur le résultat IFRS de l'exercice 2004.

2.10.4. Autres retraitements relatifs aux concessions

En application notamment de la norme IAS 37 « Provisions, passifs et actifs éventuels », les autres retraitements, comptabilisés dans les comptes comparatifs IFRS au titre de l'exercice 2004, concernent essentiellement les biens non renouvelables et les biens d'électrification rurale. Ces retraitements sont détaillés ci-après :

- Une provision pour renouvellement a été constatée pour la première fois sur les biens du régime d'électrification rurale (ER) renouvelable avant le terme des concessions. Son assiette est égale à 20 % de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens concernés. Cette provision traduit l'obligation d'EDF envers le concédant, le pourcentage de 20 % retenu correspondant au taux moyen de financement de ces ouvrages par EDF historiquement observé jusqu'à présent.
- Remplacement de l'amortissement de caducité par un amortissement industriel pour la part financée par EDF : le financement du concessionnaire est désormais amorti sur la durée de vie du bien et non sur la durée résiduelle de la concession. En conséquence, l'amortissement de caducité des biens non renouvelables a été remplacé dans les comptes comparatifs IFRS au titre de l'exercice 2004 par un amortissement industriel sur la part financée par le concessionnaire.

L'effet sur les capitaux propres de ces retraitements est reflété dans la ligne « autres retraitements relatifs aux concessions » présentée dans le tableau de passage des capitaux propres des normes françaises vers les normes IFRS (note 2.4). Il s'élève à (330) millions d'euros avant impôt au 1er janvier 2004, et à (385) millions d'euros au 31 décembre 2004, soit un effet sur le résultat IFRS 2004 de (55) millions d'euros avant impôts.

Effet avant impôt en millions d'euros	01.01.2004	Résultat 2004	31.12.2004
Dotations nettes aux provisions — provision pour renouvellement biens ER	(314)	(24)	(338)
Dotations nettes aux provisions — remplacement amortissement de caducité par amortissement industriel	(16)	(31)	(47)
Total	**(330)**	**(55)**	**(385)**

2.10.5. Tickets de raccordement

A l'occasion du raccordement d'un client au réseau (majoritairement au tarif bleu), un droit d'accès au réseau (ticket de raccordement) est facturé au client pour un montant forfaitaire. En normes françaises, ce montant était reconnu lors de la facturation de la prestation. En application de la norme IAS 18 « Produits des activités ordinaires », ce montant est différé et comptabilisé en chiffre d'affaires sur une durée moyenne de 20 ans. Cet ajustement entraîne un impact négatif de 1 968 millions d'euros avant impôt (1 518 millions d'euros net d'impôt) sur les capitaux propres au 1er janvier 2004, une diminution du chiffre d'affaires de 131 millions d'euros, soit (86) millions d'euros sur le résultat net au titre de l'exercice 2004.

La contrepartie de l'annulation de ces produits est comptabilisée en produits constatés d'avance (« Autres créditeurs »).

2.10.6. Dépenses de sécurité nucléaire

En application de la norme IAS 16 « Immobilisations corporelles » révisée en décembre 2003, certaines dépenses de sécurité nucléaire ont été capitalisées : il s'agit de dépenses engagées à la suite d'obligations légales et réglementaires, sous peine d'interdiction administrative d'exploitation. En normes françaises, dans l'attente de l'application du règlement CRC 2004-06 relatif à la définition, la comptabilisation et à l'évaluation des actifs (applicable dans les comptes ouverts à compter du 1er janvier 2005), ces dépenses étaient passées en charges.

Le retraitement relatif au parc de production nucléaire d'EDF conduit à une augmentation de 1 133 millions d'euros avant impôt des capitaux propres d'ouverture (743 millions d'euros net d'impôt). Il induit un impact positif de 123 millions d'euros sur le résultat 2004 avant impôt (80 millions d'euros net d'impôt).

La contrepartie de la capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire est imputée en réduction des consommations externes.

2.10.7. Annulation des amortissements des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupement d'entreprises », les goodwill ne sont plus amortis à compter du 1er janvier 2004, mais sont soumis à un test de dépréciation selon la norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs » afin de déterminer les dépréciations éventuelles. L'effet sur le résultat net de l'exercice 2004 des annulations d'amortissements des goodwill est un impact positif de 348 millions d'euros.

2.10.8. Mise à zéro des écarts de conversion

Les écarts de conversion sont définitivement incorporés en réserves de consolidation à hauteur de (1 865) millions d'euros au 1er janvier 2004.

2.10.9. Mise à zéro des écarts actuariels

Les écarts actuariels non amortis au 1er janvier 2004 relatifs aux entités étrangères qui comptabilisaient déjà les engagements de retraites en appliquant la méthode dite « du corridor » ont été imputés sur les capitaux propres d'ouverture, soit un impact négatif sur les capitaux propres de (711) millions d'euros avant impôts et de (512) millions d'euros nets d'impôts. Cet ajustement concerne principalement EDF Energy et Light.

2.10.10. Impôts différés

Les retraitements IFRS génèrent des différences temporelles, source potentielle d'impôt différé actif à hauteur de 4 779 millions d'euros au 31 décembre 2004 pour la société EDF SA. Compte tenu des reversements de différences temporelles passives et des prévisions de résultat taxable sur la période 2005 à 2010, le Groupe a estimé être en mesure de recouvrer ces impôts différés actifs à hauteur de 3 795 millions d'euros au titre de l'intégration fiscale d'EDF SA. Un actif d'impôt différé a été enregistré pour ce montant dans le bilan au 31 décembre 2004. Il est compensé à hauteur de 3 075 millions d'euros avec les impôts différés passifs (inclus dans la colonne « Autres » du tableau de rapprochement présenté au paragraphe 2.6).

2.10.11. Note explicative des principaux retraitements affectant le tableau de flux

La capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire entraîne le reclassement des montants décaissés des flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (Résultat avant impôts des sociétés intégrées) aux flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles), soit 230 millions d'euros.

Note 3. Transition aux normes ias 32 et 39 relatives aux instruments financiers

Le Groupe applique à compter du 1er janvier 2005 les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers ce qui génère deux types d'impacts sur le bilan d'ouverture :

- des reclassements des instruments financiers dans les catégories prévues par la norme IAS 39,
- des écarts d'évaluation des instruments financiers liés aux méthodes prévues par la norme et la comptabilisation au bilan des instruments dérivés.

L'évaluation et la comptabilisation des actifs et passifs financiers sont définis par la norme IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation » à compter du 1er janvier 2005.

Certains travaux de retraitement liés à la mise en œuvre des normes IAS 32 et 39 ayant été finalisés sur le second semestre 2005, le bilan au 1er janvier 2005 publié avec les états financiers au 30 juin a été modifié. Ces corrections ont eu un impact marginal tant individuellement que globalement sur les chiffres précédemment publiés.

La mise en place de cette norme a conduit le groupe EDF à reclasser ses actifs et passifs financiers et à les évaluer selon les principes décrits en note 4.14.

3.1. Reclassements

3.1.1. Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat résultent du reclassement :

- de la juste valeur des dérivés correspondant aux opérations de négoce d'énergie qui figuraient antérieurement au sein du poste « Clients » ou du poste « Founisseurs » ;
- des titres de gestion de la trésorerie courante (billets de trésorerie, certificats de dépôt supérieurs à trois mois) ;
- des écarts de change sur swaps et les intérêts courus non échus relatifs à ces swaps pour la partie des swaps qualifiée de dérivés de transaction.

3.1.2. Actifs détenus jusqu'à l'échéance

Aucun reclassement significatif n'a été effectué dans cette catégorie.

3.1.3. Actifs financiers disponibles à la vente

Ont été reclassés dans cette catégorie les titres de participation non consolidés, les actifs dédiés d'EDF SA, les fonds réservés d'EnBW, ainsi que les autres titres financiers classés antérieurement en actifs financiers à court terme (titres de dettes, titres de capitaux et SICAV monétaires), y compris les titres dits « liquides » dont les échéances à l'origine sont supérieures à trois mois.

3.1.4. Justes valeurs positives et négatives des instruments financiers dérivés de couverture

Ont été reclassés dans cette catégorie les écarts de change sur swaps de couverture et les intérêts courus non échus relatifs à ces swaps.

3.1.5. Prêts et créances financières

Ont été reclassés dans cette catégorie les actifs antérieurement classés en « autres immobilisations financières ».

3.1.6. Trésorerie et équivalents de trésorerie

Les actifs financiers à court-terme inférieurs à trois mois ont été reclassés en équivalents de trésorerie.

3.1.7. Emprunts et dettes financières

Les emprunts et dettes financières figurant au sein des passifs financiers n'ont pas subi de reclassement significatif.

3.2. Effets des changements de méthode d'évaluation

La revalorisation des actifs et passifs financiers en application de la norme IAS 39 traduit :

- le passage d'une valorisation au coût historique ou coût d'acquisition à une valorisation à la juste valeur ou au coût amorti.
- les revalorisations à la juste valeur concernent essentiellement les actifs financiers disponibles à la vente ainsi que les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat.
- la comptabilisation des dérivés non comptabilisés au bilan en normes françaises.

Concernant les instruments dérivés, contrairement aux principes comptables français appliqués jusqu'à fin 2004 selon lesquels seuls les écarts de change sur swaps ainsi que les intérêts courus non échus associés à ces swaps sont comptabilisés au bilan, tous les instruments dérivés sont comptabilisés au bilan à la juste valeur.

3.3. Impacts au 1er janvier 2005

3.3.1. Rapprochement entre le bilan IFRS au 31 décembre 2004 et le bilan d'ouverture au 1er janvier 2005

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31.12.2004	Reclassement IAS 32/39	Evaluation IAS 32/39	01.01.2005
Ecarts d'acquisition		5 371	—	—	5 371
Actifs incorporels		1 288	—	—	1 288
Immobilisations corporelles		97 645	—	—	97 645
Titres mis en équivalence		2 198	—	5	2 203
Actifs financiers non courants	3.3.2	7 434	13	671	8 118
Impôts différés		944	—	106	1 050
Actif non courant		**114 880**	**13**	**782**	**115 675**
Stocks		6 678	—	—	6 678
Clients et comptes rattachés	3.3.2	15 782	(2 051)	2	13 733
Actifs financiers courants	3.3.2	3 121	2 270	299	5 690
Autres débiteurs		5 920	(54)	(3)	5 863
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3.3.4	3 150	678	(8)	3 820
Actif courant		**34 651**	**843**	**290**	**35 784**
TOTAL DE L'ACTIF		149 531	856	1 072	151 459

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31.12.2004	Reclassement IAS 32/39	Evaluation IAS 32/39	01.01.2005
Capital		8 129	—	—	8 129
Réserves et Résultat Consolidés		307	—	636	943
Capitaux propres (part du groupe)	**3.3.5**	**8 436**	**—**	**636**	**9 072**
Intérêts minoritaires		899	—	(2)	897
Capitaux propres		**9 335**	**—**	**634**	**9 969**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire		13 494	—	—	13 494
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		12 367	—	—	12 367
Provisions pour avantages du personnel		13 620	—	—	13 620
Autres provisions	3.3.3	1 999	(1 253)	—	746
Passifs spécifiques des concessions		33 694	—	—	33 694
Passifs financiers non courants	3.3.3	20 888	47	(299)	20 636
Autres créditeurs		6 479	(46)	5	6 438
Impôts différés		2 929	—	288	3 217
Passif non courant		**105 470**	**(1 252)**	**(6)**	**104 212**
Provisions		4 525	—	—	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	3.3.3	9 017	(2 346)	(8)	6 663
Passifs financiers courants	3.3.3	4 899	4 466	394	9 759
Dettes impôts courants		395	—	58	453
Autres créditeurs		15 890	(12)	—	15 878
Passif courant		**34 726**	**2 108**	**444**	**37 278**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		149 531	856	1 072	151 459

3.3.2. Actifs financiers courants et non courants

La rubrique « Actifs financiers courants et non courants » passe de 10 555 à 13 808 millions d'euros du fait de la norme IAS 39. Cette variation s'explique comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2004	Reclassements IAS 39	Evaluation IAS 39 au 01.01.2005	01.01.2005
Titres de participations	1 304	(1 304)	—	—
TIAP	4 946	(4 946)	—	—
Autres titres immobilisés	182	(182)	—	—
Autres immobilisations financières	1 162	(1 162)	—	—
Actifs financiers à court terme	2 961	(2 961)	—	—
Total actifs financiers à ventiler avant application de la norme IAS 39	**10 555(a)**	**(10 555)**	—	—
Actifs financiers disponibles à la vente	—	8 399	568	8 967
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	—	2 837	183	3 020
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	—	17	0	17
Prêts et créances financières	—	1 138	2	1 140
Juste valeur positive des dérivés de couverture	—	447	217	664
Actifs financiers	**10 555**	**2 283**	**970**	**13 808(b)**

(a) 7 434 millions d'euros de part non courante et 3 121 millions d'euros de part courante.
(b) 8 118 millions d'euros de part non courante et 5 690 millions d'euros de part courante.

Le solde des reclassements des actifs financiers selon les catégories d'IAS 39 s'élève à 2 283 millions d'euros et se décompose essentiellement en :

- 2 505 millions d'euros représentatifs de la juste valeur positive de dérivés de EDF Trading reclassés des créances clients en actifs financiers à la juste valeur ;
- (680) millions d'euros de valeurs mobilières de placement qui ont été re-qualifiées en équivalents de trésorerie.

L'impact de l'évaluation des actifs financiers selon IAS 39 est de 970 millions d'euros et se décompose de la manière suivante :

- *568* millions d'euros de revalorisation des actifs financiers disponibles à la vente : il s'agit de la différence entre la valeur de marché des actifs financiers disponibles à la vente et le coût historique des instruments financiers qui ont été classés dans cette catégorie ;
- *183* millions d'euros de revalorisation des instruments financiers classés en actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat, correspondant essentiellement à :
  - la comptabilisation des options et warrants sur Edison pour 94 millions d'euros ;
  - la juste valeur des autres dérivés de transaction pour environ 220 millions d'euros portant sur des contrats de matières premières qualifiés de dérivés au regard de la norme IAS 39 ;
  - l'impact de l'élimination des contrats internes de matières premières à hauteur de (138) millions d'euros.
- *217* millions d'euros au titre de la juste valeur des dérivés de couverture dont la valorisation des instruments dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger de la maison mère à hauteur de 174 millions d'euros.

3.3.3. Passifs financiers

(en millions d'euros)	31.12.2004	Reclassements IAS 39	Revalorisation IAS 39 au 01.01.2005	01.01.2005
Emprunts et dettes financières	25 787	418	(296)	25 909
Juste valeur négative des dérivés de transaction	—	3 688	216	3 904
Juste valeur négative des dérivés de couverture	—	407	175	582
Passifs financiers	**25 787(a)**	**4 513**	**95**	**30 395(b)**

(a) 20 888 millions d'euros de part non courante et 4 899 millions d'euros de part courante.
(b) 20 636 millions d'euros de part non courante et 9 759 millions d'euros de part courante.

Le solde des reclassements des passifs financiers s'élève à 4 513 millions d'euros et se décompose essentiellement en :

- 2 346 millions d'euros représentatifs de la juste valeur négative des dérivés de transaction de EDF Trading auparavant classés en dettes fournisseurs ;
- 1 227 millions d'euros au titre de la provision pour dépréciation des titres IEB et d'une provision pour risques sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente chez EDF SA reclassées en dérivés de transaction ;
- 454 millions d'euros relatifs à la titrisation des créances clients d'EDF Energy reclassés en dettes financières.

L'impact de l'évaluation des passifs financiers selon IAS 39 est de 95 millions d'euros et se décompose de la manière suivante :

- (296) millions d'euros au titre de la valorisation des dettes au coût amorti dont (206) millions d'euros concernant le prêt consenti par le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) à EDF et relatif au financement initial de la centrale de Creys-Malville;
- 216 millions d'euros de valorisation des dérivés de transaction dont les contrats de matières premières qualifiés de dérivés (28 millions d'euros) ainsi que les dérivés incorporés dans les contrats (42 millions d'euros) ;
- 175 millions d'euros de valorisation des dérivés de couverture dont 40 millions d'euros au titre des contrats de matières premières qualifiés de couverture, le solde concernant les swaps de taux et de change qualifiés de couvertures des flux de trésorerie.

3.3.4. Trésorerie et équivalents de trésorerie

Les reclassements de 678 millions d'euros concernent essentiellement un reclassement des valeurs mobilières de placement à court terme en trésorerie.

3.3.5. Capitaux propres

L'impact de l'application de la norme IAS 39 au 1er janvier 2005 sur les capitaux propres après prise en compte des effets d'impôts s'élève à 634 millions d'euros dont 636 millions d'euros représentant la part du Groupe.

3.3.5.1. Impact sur les réserves consolidées

L'impact sur les réserves consolidées est de 366 millions d'euros nets d'impôts dont 366 millions d'euros pour EDF SA, 61 millions d'euros pour les filiales ainsi que (61) millions d'euros d'éliminations au niveau du Groupe.

En ce qui concerne EDF SA, l'impact se décompose principalement en :

- 219 millions d'euros au titre de la valorisation des dettes au coût amorti ;
- 94 millions d'euros d'ajustement de provisions pour dépréciation des actifs financiers classés en actifs disponibles à la vente ;
- 205 millions d'euros liés à la comptabilisation des plus-values latentes des dérivés (dont 69 millions d'euros au titre de la juste valeur des dérivés IEB/Edison) ;
- (159) millions d'euros d'impôts.

En ce qui concerne les filiales, l'impact de 61 millions d'euros s'explique essentiellement par la valorisation des actifs financiers à la juste valeur et la reconnaissance des dérivés incorporés.

Enfin au niveau du Groupe, les éliminations portent notamment sur les résultats internes sur les contrats de matières premières.

3.3.5.2. Impacts sur les réserves recyclables

L'impact sur les réserves recyclables de 274 millions d'euros se décompose comme suit :

- l'impact lié à la réévaluation à la juste valeur des actifs disponibles à la vente est de 363 millions d'euros dont 48 millions d'euros relatifs aux titres Edison.
- l'impact lié aux gains et pertes des instruments de couverture directement enregistrés en réserves est de (89) millions d'euros et concerne d'une part les contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie et d'autre part les swaps de couverture de taux.

Note 4. Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

4.1. Recours à des estimations

L'établissement des états financiers conduit notamment la Direction du Groupe à retenir des hypothèses fonction de ses

meilleures estimations qui affectent la valeur comptable des éléments d'actif et de passif, les informations relatives aux éléments d'actif et de passif éventuels, ainsi que la valeur comptable des produits et charges enregistrés durant la période. En fonction de l'évolution de ces hypothèses ou de conditions économiques différentes, les montants qui figureront dans ses futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations :

4.1.1. Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire et pour déconstruction et dernier cœur est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes. Le montant de ces provisions s'élève à 27 888 millions d'euros au 31 décembre 2005.

4.1.2. Retraites et autres avantages au 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 est notamment sensible aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires. Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2005 s'élèvent à 14 572 millions d'euros

4.1.3. Dépréciation des goodwill

Les tests de dépréciation de goodwill sont sensibles aux hypothèses retenues dans les prévisions financières à moyen terme, ainsi qu'aux hypothèses de taux de rendement retenues. La valeur nette des goodwill au 31 décembre 2005 est de 7 181 millions d'euros.

4.1.4. Energie et Acheminement en compteurs

Comme précisé en note 4.8, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir des statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.

4.1.5. Evaluation des obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Comme mentionné en note 5, pour tenir compte des spécificités des contrats de concession de distribution publique en France, le Groupe a privilégié pour présenter au bilan ses obligations dans le cadre du renouvellement des biens du domaine concédé une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de compte rendus annuels d'activité. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle représentatifs des obligations contractuelles mises à la charge d'EDF de pourvoir, au bénéfice du concédant, au financement du renouvellement des biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait produits l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 5. 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 et de dates de décaissements.

4.2. Changement d'estimation

Le Groupe a décidé avec effet au 1er janvier 2005 d'allonger la durée d'utilité de centrales thermiques à flamme d'EDF SA pour la porter de 30 à 45 ans. Cet allongement résulte de l'adaptation et de la modernisation du parc thermique prévues pendant la période 2004-2008. Il ne concerne pas les centrales visées par des contraintes réglementaires liées à l'environnement dont l'arrêt est programmé en 2015.

4.3. Méthodes de consolidation

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle exclusif sont consolidées par intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe et indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote.

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle. Le contrôle conjoint est le partage 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 accord conjoint.

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce une influence notable, présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure à 20 %, sont consolidées par mise en équivalence. L'influence notable est le pouvoir de participer aux politiques financière et opérationnelle d'une entreprise sans en détenir le contrôle.

Les titres mis en équivalence sont inscrits 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 sociétés mises en équivalence » du compte de résultat.

Les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, même par une autre partie, sont pris en considération pour déterminer le niveau de contrôle d'une filiale.

Les résultats des sociétés acquises (cédées) au cours de l'exercice ne sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe qu'à compter de (jusqu'à) la date de transfert du contrôle.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés, sont éliminés.

4.4. Règles de présentation

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courants d'une part, non courants 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 de par leur nature ou leur montant.

4.5. Conversion des comptes des filiales étrangères

Les bilans des filiales étrangères sont convertis en euro 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 « Différences de conversion ».

Les différences de change ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrites dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle elles sont inscrites en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

4.6. Conversion des opérations en devises

Les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de la filiale concernée au cours en vigueur à la date de 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.

4.7. Parties liées

Les parties liées comprennent l'Etat français, les sociétés détenues majoritairement par l'Etat et certaines de leurs filiales et les sociétés sur lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable.

4.8. Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie.

Le Groupe constate les ventes quand :

- l'existence d'un contrat est acquise,
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée),
- le prix est fixé ou déterminable,
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant le principe de la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie sont comptabilisées nettes des achats.

Les participations financières perçues des clients par le Groupe lors de leur raccordement au réseau (« tickets de raccordement ») sont enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribués à financer ou sur la durée estimée des contrats clients.

4.9. Impôts sur les résultats

Les différences temporaires entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et les valeurs fiscales de ceux-ci donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable.

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 des éléments imputés en capitaux propres.

La valeur recouvrable des actifs d'impôt différé est revue à chaque clôture et la valeur comptabilisée réduite dans la mesure où il n'est plus probable qu'un bénéfice imposable suffisant sera disponible pour permettre l'utilisation de tout ou partie de l'avantage de cet actif d'impôt différé.

4.10. Goodwill

Le goodwill représente l'excédent du coût d'acquisition sur la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitives au cours des 12 mois suivants la date d'acquisition.

Dans le cas d'une acquisition d'intérêts minoritaires dans une société contrôlée, le Groupe enregistre en goodwill la différence entre le prix d'acquisition des intérêts minoritaires et la quote-part de situation nette acquise, sans procéder à la réévaluation des actifs et des passifs acquis.

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leurs coûts diminués des pertes de valeur.

Les goodwill font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an. Pour ce test, les goodwill sont alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) qui correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. La valeur d'utilité est déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme, selon les règles exposées au paragraphe 4.13. Lorsque cette valeur est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « perte de valeur», la perte s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entités contrôlées globalement ou conjointement sont présentés séparément au bilan. De même, les pertes de valeur relatives aux goodwill sont présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat.

Les pertes de valeur relatives aux goodwill des sociétés mises en équivalence sont enregistrées dans la ligne « quote-part de résultat net dans les sociétés mises en équivalence ».

Lors de la cession d'une entité du Groupe, le montant du goodwill non amorti attribuable à la filiale, est inclus dans le calcul du résultat de cession.

4.11. Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués de logiciels, de brevets et droits similaires, de droits d'exploitation et de frais de développement, et incluent à compter du 1er janvier 2005 les quotas d'émissions de gaz à effet de serre acquis à titre onéreux.

4.11.1. Dépenses de recherche et de développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en actifs incorporels lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente,
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre,
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle,
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables,
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle,
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les autres actifs incorporels sont amortis linéairement selon leur durée d'utilité.

4.11.2. Quotas d'émission de gaz à effet de serre

L'IASB ayant retiré en juin 2005 l'interprétation IFRIC 3 « Emission Rights », le Groupe applique le traitement comptable suivant :

- les quotas d'émissions acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission ont été remis gratuitement par l'Etat concerné, ils n'apparaissent pas au bilan ;
- lorsque les émissions d'une entité du groupe sont supérieures aux quotas alloués par l'Etat , une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions.

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des quotas acquis au comptant ou à terme et pour le solde par référence au prix de marché.

4.12. Immobilisations corporelles

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 directs de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts directs de production incorporables à la construction de l'actif. Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Par ailleurs, des actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales et des coûts de dernier cœur des centrales nucléaires. A 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 4.19).

Les immobilisations sont amorties linéairement en fonction de leur durée d'utilité.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

Les immobilisations corporelles du Groupe sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

4.12.1. Domaine propre

Dans le cas spécifique des installations nucléaires, sont inclus dans la valeur de ces immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations,
- le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du retraitement de ce combustible, ainsi que le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties au prorata de la durée de vie des installations.

Une perte de valeur est constituée au titre des centrales thermiques à flamme mises en réserve d'exploitation, pour lesquelles il existe une faible probabilité de remise en service.

Les coûts de révision décennale imposée réglementairement pour les centrales nucléaires et les centrales thermiques à flamme constituent un composant de la valeur de ces installations, qui est amorti sur une durée de 10 ans correspondant à l'intervalle séparant deux révisions.

Les biens de la concession du réseau public de transport en France sont propriété de la filiale RTE EDF Transport et sont présentés en biens du domaine propre.

4.12.2. Domaine concédé

4.12.2.1. Domaine concédé en France

En France, le Groupe est concessionnaire de 3 types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes).
- les concessions de forces hydrauliques, ayant pour concédant l'Etat ;
- la concession du réseau public de transport qui a pour concessionnaire la filiale RTE EDF Transport (intégrée globalement au 1er janvier 2005) et pour concédant l'Etat .

Les concessions de distribution publique d'électricité

Les biens relevant de ce régime sont inscrits en immobilisations du domaine concédé pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. Ces biens font l'objet d'un amortissement industriel sur leur durée d'utilité.

Des développements complémentaires sur ce régime sont présentés en notes 5 et 6.

Les concessions de forces hydrauliques

Les immobilisations affectées au service de la concession concernent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines ...), et pour les concessions renouvelées récemment incluent également les ouvrages de production d'électricité (alternateurs).

Les contrats de concession ne prévoient pas d'indemnité à l'occasion de la restitution des ouvrages aux concédants en fin de concession.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations du domaine concédé pour leur coût d'acquisition. Les biens sont amortis sur leur durée de vie qui correspond en général à la durée des concessions.

La concession du réseau public de transport

La concession de transport date de 1956. Sa durée est de 75 ans. La loi du 10 février 2000 a confié à un service indépendant au sein d'EDF la charge de gérer le réseau public de transport de l'électricité. Ce service a été filialisé à compter du 1er janvier 2005 sous le nom de RTE EDF Transport, société intégrée globalement. Le gestionnaire du réseau de transport doit exercer cette mission dans le cadre d'un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité. Ce cahier des charges est en cours de finalisation.

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété d'EDF réseau de transport. Ils sont inscrits en immobilisations du domaine propre. Ils sont amortis selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité.

4.12.2.2. Domaines concédés à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger sont différentes selon les contrats et les législations nationales. Les principaux pays concernés sont les suivants :

Royaume Uni

EDF Energy est notamment propriétaire de réseaux de distribution. La filiale détient un monopole sur la zone géographique définie dans la licence, la tarification étant régulée. Les licences peuvent être révoquées avec un préavis de 25 ans.

Les réseaux sont inscrits en immobilisations du domaine propre et sont amortis sur leur durée d'utilité.

Allemagne

Les réseaux de distribution dont EnBW est le concessionnaire lui appartiennent pour la durée de la concession. En cas de non renouvellement de concession, EnBW doit céder le réseau à la collectivité concédante à sa juste valeur.

Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles du domaine propre et amortis sur leur durée d'utilité.

Brésil

La filiale brésilienne Light est concessionnaire dans l'Etat de Rio de Janeiro pour une durée de 30 ans depuis 1996. Les biens relevant de la concession sont inscrits en immobilisations du domaine concédé et sont amortis sur leur durée d'utilité.

4.12.3. Contrats de location

4.12.3.1. Location-financement

Les biens acquis en location-financement sont immobilisés lorsque les contrats de location ont pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de ces biens.

Les critères d'appréciation de ces contrats sont fondés notamment sur :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et leur durée de vie,
- le total des paiements futurs rapporté à la juste valeur de l'actif financé,
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location,
- l'existence d'une option d'achat favorable,
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs détenus en vertu de contrats de location-financement sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

4.12.3.2. Location simple

Les contrats de location ne possédant pas les caractéristiques d'un contrat de location-financement sont enregistrés comme des contrats de location opérationnelle, et seuls les loyers sont enregistrés en résultat.

4.12.4. Durées d'amortissement

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

Barrages hydroélectriques :	75 ans
Matériel électromécanique des usines hydroélectriques :	50 ans
Centrales thermiques à flamme :	30 à 45 ans
Installations de production nucléaire :	40 ans (*)
Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) :	30 à 45 ans.

(*) sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.

4.13. Pertes de valeur des autres actifs incorporels et des immobilisations corporelles

Le Groupe apprécie, à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire, 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 effectué :

- Le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'unités génératrices de trésorerie, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés.
- 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 ; ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Le taux d'actualisation avant impôt est calculé par un processus itératif à partir des taux après impôts.
- Les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par le Groupe.

Compte tenu de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues, les tests de dépréciation pratiqués sont mis à jour régulièrement.

4.14. Actifs et passifs financiers

Les méthodes de comptabilisation et d'évaluation des actifs et passifs financiers ont été modifiées au 1er janvier 2005 du fait de l'application à cette date des normes IAS 32 et 39 (voir note 3).

4.14.1. Actifs et passifs financiers jusqu'au 31 décembre 2004

4.14.1.1. Titres de participation

Les titres de participation sont principalement des titres de sociétés dont la détention est durable ; ils étaient valorisés au coût d'acquisition.

4.14.1.2. Autres titres immobilisés

- Droits de propriété : ce sont des titres que l'entreprise a l'intention de conserver durablement ou qu'elle n'a pas la possibilité de revendre dans un bref délai. Il s'agit de parts de capital ou de placements à long terme. Leur détention n'est pas directement liée à l'activité de l'entité.
- Droits de créances : ils sont constitués de titres que l'entreprise a l'intention de conserver durablement ou qu'elle n'a pas la possibilité de revendre dans un bref délai. Leur détention n'est pas directement liée à l'activité de l'entité. Il s'agit des titres n'ayant pas vocation à se transformer en titres de propriété,

dont les titres immobilisés déposés en garantie ou en nantissement d'une avance.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés était supérieure à la valeur d'utilité, déterminée à partir des capitaux propres corrigés en fonction des informations connues depuis la clôture du dernier exercice (information financière, cours de bourse), une provision pour dépréciation était en principe constituée pour la différence.

4.14.1.3. Titres Immobilisés de l'Activité Portefeuille (TIAP)

Le Groupe a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 24.3.2.1 et 31.3.3). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif,
- le second est constitué de titres acquis principalement par EDF et EnBW, pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Les TIAP (actions et obligations) étaient comptabilisés au coût historique. A la clôture, la valeur d'inventaire retenue pour ces TIAP était appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres étaient détenus et du cours de bourse. Lorsque la valeur d'inventaire était inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente était intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels.

4.14.1.4. Autres immobilisations financières

Il s'agit des créances financières portant intérêt, des créances liées aux biens donnés en location-financement , ainsi que des éléments d'actifs ne portant pas intérêts tels que les dépôts de garantie et les subventions.

Elles étaient comptabilisées à leur valeur nominale. Lorsque la valeur recouvrable à la clôture était inférieure à la valeur comptable, une provision pour dépréciation à caractère financier était comptabilisée. C'était notamment le cas lors de la défaillance probable d'un débiteur.

4.14.1.5. Actifs financiers à court terme

Les actifs financiers à court terme comprennent principalement les valeurs mobilières de placement ainsi que les placements de trésorerie d'échéance supérieure à trois mois.

Les valeurs mobilières étaient inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles étaient évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité. Les valeurs cotées faisaient l'objet d'une évaluation au cours de bourse de fin d'exercice. Les moins-values latentes étaient intégralement provisionnées sans compensation avec les gains potentiels.

4.14.1.6. Emprunts et dettes financières

Les emprunts étaient comptabilisés à leur valeur nominale et amortis en utilisant le taux d'intérêt contractuel. Les frais d'émission des emprunts, les primes d'émission et de remboursement des emprunts obligataires étaient amortis linéairement sur la durée de chaque emprunt.

4.14.1.7. Instruments financiers

4.14.1.7.1 INSTRUMENTS DERIVES COURT TERME

Les instruments court terme (swaps court terme, options, contrats de change à terme) étaient évalués comme suit :

- les engagements relatifs à ces opérations étaient inscrits en hors bilan financier pour la valeur nominale des contrats,
- les appels de marges étaient pris en compte immédiatement dans le résultat,
- les primes payées ou encaissées étaient rapportées au résultat lors du dénouement des transactions,
- les résultats réalisés sur ces marchés étaient pris en compte au dénouement,
- les instruments dérivés de change court terme négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des marchés assimilés à des marchés organisés (présentant une forte liquidité), en portefeuille à la date d'arrêté des comptes, étaient évalués par référence à leur valeur de marché à la date de clôture. Cette valeur de clôture était comparée, opération par opération, à la valeur historique des primes. En l'absence de mise en place de relation de micro-couverture, la perte ou le gain de change latent était enregistré dans le résultat financier.

Les dépôts initiaux effectués en garantie des transactions figuraient sous la rubrique ''Titres immobilisés''.

4.14.1.7.2 INSTRUMENTS DE LONG TERME

L'un des principaux objectifs poursuivis en matière de risque de change et de taux est de minimiser l'impact de ces risques sur les capitaux propres et les résultats. En matière de risque de change, l'endettement des entités est réalisé dans la mesure du possible dans leur devise locale. En cas d'acquisition dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif-passif efficace est mise en place chaque fois que possible (micro-couverture).

Les instruments long terme, constitués de swaps venaient corriger le résultat de change et la charge d'intérêt de la dette.

Les résultats de change sur swaps de devises spéculatifs étaient constatés dans le résultat. Les soultes prévues aux contrats étaient étalées sur la durée de vie de ceux-ci. Les soultes payées ou encaissées à l'occasion de dénouements anticipés étaient immédiatement rapportées au résultat.

L'ensemble de ces instruments figurait dans le hors-bilan financier pour la valeur des capitaux notionnels engagés.

4.14.2. Actifs et passifs financiers à compter de l'application au 1er janvier 2005 des normes IAS 32 et 39

Le Groupe applique à compter du 1er janvier 2005 les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers. Leur mise en application a conduit le Groupe à reclasser ces actifs et passifs financiers et à les revaloriser le cas échéant (voir note 3).

Les actifs financiers comprennent les immobilisations financières (titres de participations non consolidés, actifs dédiés et autres titres de placement), les prêts et créances financières ainsi que la juste valeur positive des dérivés.

Les actifs dédiés sont des actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir note 24.3.2.1 et 31.3.3). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPVCM et de fonds dits réservés, constitués par le Groupe pour son usage exclusif.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments 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 classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

4.14.2.1. Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

4.14.2.1.1 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATIONS DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération car :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance,
- ou il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction),
- ou le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à l'origine à leur coût d'acquisition hors frais accessoires d'achat. A chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur.

Les variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières d'EDF Trading sont enregistrées dans la rubrique « Chiffres d'affaires » du compte de résultat.

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les 3 cas suivants :

- Élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs (« accounting mismatch »),
- Gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management,
- L'actif ou le passif comprend un instrument dérivé incorporé.

Si un contrat contient un ou plusieurs dérivés incorporés, il est possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, à l'exception des 2 situations suivantes :

- Le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les cash-flows du contrat
- L'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

4.14.2.1.2 ACTIFS FINANCIERS DETENUS JUSQU'A L'ECHEANCE

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

4.14.2.1.3 PRETS ET CREANCES FINANCIERES

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés au coût amorti diminué d'une éventuelle provision pour dépréciation. Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

4.14.2.1.4 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation, les fonds réservés ainsi que les titres de placement. Ils sont comptabilisés en date d'arrêté à leur juste valeur. Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres. Les justes valeurs de référence sont les valeurs de marché de ces titres, pour ceux qui sont cotés sur un marché actif. S'il n'existe pas de marché actif, le Groupe a recours à des méthodes d'évaluation communément utilisées. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers » .

4.14.2.1.5 DETTES FINANCIERES ET DETTES D'EXPLOITATION

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette financière.

4.14.2.1.6 INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES

4.14.2.1.6.1 CHAMP D'APPLICATION

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par la norme IAS 39.

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 IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification sera 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 en substance à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Dans ce cadre, le Groupe considère 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 IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats — portant sur des éléments financiers ou non financiers — afin d'identifier l'existence 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.

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est séparé en comptabilité, en date de mise en place du contrat.

4.14.2.1.6.2 EVALUATION ET COMPTABILISATION

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix côtés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. Le Groupe peut également faire référence à des transactions récentes comparables ou utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et intégrant des données directement dérivées de ces données observables.

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. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités d'EDF Trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « chiffre d'affaires ».

4.14.2.1.6.3 INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES QUALIFIES 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.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

(1) l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;

(2) en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;

(3) l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;

(4) l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

Le Groupe applique 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 attribuable 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.

(b) couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables où les variations de flux de trésorerie générés 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 partie efficace et en résultat pour la partie 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.

(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 étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie 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.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois, dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

4.14.2.2. Dépréciation des actifs financiers

A chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

4.14.2.2.1 ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISES AU COUT AMORTI

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres charges financières» du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, elle est reprise en résultat.

4.14.2.2.2 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE

Si il existe une baisse significative et durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrite en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'elle motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée au titre des instruments de dettes.

4.14.2.3. Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif.
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

4.14.2.4. Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe n'a pas le contrôle des fonds communs de créances issus des opérations de titrisation, ils sont exclus du périmètre de consolidation. Dans le cas contraire, la contrepartie de la trésorerie reçue est portée en « Autres dettes ».

4.15. Stocks et en-cours

Les stocks sont inscrits au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks résultant de l'activité de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché.

Le coût des stocks comprend les coûts directs de matières, les coûts directs de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

4.15.1. Matières et combustibles nucléaires

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...).

Les charges financières engendrées par le financement des combustibles nucléaires sont enregistrées en charges.

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les stocks sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

Le Groupe ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. Ces quantités sont valorisées au prix moyen pondéré constaté à la fin du mois précédent et intégrant le coût des derniers approvisionnements.

L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques.

4.15.2. Matières consommables et matériels d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré, en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

Aucune provision n'est constituée pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance et pour les pièces banalisées, ces pièces ayant vocation à être utilisées pendant la durée de vie des installations.

4.16. Créances d'exploitation

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances d'exploitation sont comptabilisées à leur valeur nominale. Une provision pour dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement.

Cette rubrique enregistre également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée pour faire face au risque potentiel de non-recouvrement.

4.17. 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 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 résultat dans la rubrique « Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie ».

4.18. Capitaux propres

Seuls les coûts externes expressement 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.

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

4.19. Provisions

Les provisions sont comptabilisées par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un évènement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

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.

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.

Dans des 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.

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires :

  Une provision pour retraitement des combustibles irradiés et pour évacuation et stockage des déchets issus de cette opération est constituée sur l'ensemble des combustibles en cours d'utilisation (pour la partie épuisée) ou consommés.
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs).
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
  - 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 de l'électricité.
  - Les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.

Les provisions constituées pour dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires. Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'entité économique.

Pour la France, le Groupe retient un taux d'actualisation sur la base de séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions seront décaissées sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières dans la ligne « charges d'actualisation ».

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

4.20. Avantages du personnel

Les salariés du Groupe bénéficient, suivant les réglementations locales et certaines dispositions spécifiques comme la réglementation statutaire pour les entreprises relevant du régime des Industries Electriques et Gazières, d'avantages pendant leur durée d'activité et d'inactivité.

4.20.1. Engagements concernant les retraites et 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.

Les engagements d'EDF SA et des filiales françaises relevant du régime des IEG, ainsi que la réforme du financement du régime spécial des retraites, sont décrits dans les notes 7 et 31.4 pour chacun de ces engagements.

4.20.2. Engagements concernant les autres avantages long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des Industries Electriques et Gazières pour EDF SA et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 31.4. de la présente annexe.

4.20.3. 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 en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des 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,
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants),
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays,
- les reversions 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,
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Pour les retraites et 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, suivant les réglementations comptables applicables, la provision est constituée selon une méthode d'évaluation simplifiée. Ainsi, si une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédit projetées est nécessaire, les écarts actuariels sans application de la règle du corridor ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écart actuariels, positifs ou négatifs ;
- la charge ou le produit lié aux modifications des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes, à l'exception de l'effet de la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries Electrique et Gazière, qui a été enregistré en capitaux propres au titre de l'exercice 2004.

4.20.4. Paiements sur la base d'actions

L'article 11 de la loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 prévoient de réserver aux salariés et anciens salariés d'EDF SA et de certaines des ses filiales en France et à l'étranger une offre à des conditions préférentielles d'acquisition portant sur un nombre d'actions existantes représentant 15% du nombre total d'actions mises sur le marché lors de l'ouverture du capital de la société.

Chacun des avantages consentis dans le cadre de cette cession (« offre réservée aux salariés » décrite en note 6.4) a été valorisé et comptabilisé à leur date d'octroi (18 novembre 2005) conformément aux règles prescrites par la norme IFRS 2 :

- Le prix des actions accordées aux particuliers a servi de base à la comptabilisation du rabais de 20 % pour le prix des actions des salariés et anciens salariés. Ce rabais a ensuite été recalculé en appliquant un taux d'actualisation, reflétant le coût d'indisponibilité des actions achetées par les salariés et anciens salariés, ces actions étant en effet indisponibles à la vente pendant 2 à 5 ans selon les formules.
- Les actions gratuites ont été valorisées en prenant en compte non seulement l'indisponibilité, celles ci n'étant accordées selon les formules qu'après un délai de 1 à 3 ans, mais encore de l'absence de dividendes sur ces actions pendant cette durée.
- Des délais de paiement ont été accordés suivant le choix fait par les souscripteurs. Ainsi, selon les formules, les souscriptions pouvaient être payées au comptant au moment de l'allocation des actions, être réparties sur 3 versements en 2 ans, s'étaler sur un délai de 24 ou de 36 mois. L'avantage accordé aux salariés a été valorisé pour l'entreprise en étant réduit de l'effet de l'actualisation.

Les avantages accordés étant immédiatement acquis (la période d'acquisition des droits étant très courte ou nulle), la charge a été totalement reconnue sur l'exercice 2005.

L'abondement complémentaire consenti au titre de l'une de ces formules a également été valorisé au titre des avantages accordés au personnel et a été comptabilisé comme l'abondement accordé annuellement par l'entreprise à ses salariés, en charges de personnel.

4.21. Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution d'électricité en France ; ils sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des concessions et font l'objet d'une description détaillée dans la note 5.

4.22. Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif dans la rubrique « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

4.23. Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires 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 sous trois rubriques :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources,

- 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 au bénéfice de tiers, sans contrepartie au moins équivalente attendue de ceux-ci après la clôture des comptes.
- 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.

En sont exclues les dépenses relatives :

- à la sécurité et à l'hygiène des personnes travaillant sur un site,
- à la réduction des consommations de matières premières ou d'énergie,
- aux quotas d'émission de gaz à effet de serre,
- aux amendes et pénalités encourues pour non-respect de la législation environnementale,
- aux dédommagements versés pour indemnisation des dommages matériels et corporels résultant de la pollution de l'environnement

4.24. Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action est modifié le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises etc.)

4.25. Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées

Les actifs et passifs de filiales et participations détenues en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan, et sont classés en actifs et passifs non courants. Le résultat des activités abandonnées est présenté en un seul montant après impôt au compte de résultat.

Note 5. Les concessions de distribution publique d'électricité en France

5.1. Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'essentiel des réseaux de distribution publique en « France ».

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 d'EDF puisse un jour être remis en cause

Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. EDF est aujourd'hui partie prenante dans plus de 1 200 contrats. Ces contrats relèvent d'une cahier des charges type des concessions (modèle 1992) dont les clauses particulières sont les suivantes :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de distribution d'énergie électrique sur un territoire déterminé. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique ;
- le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant ;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement (art 10). Les montants correspondants à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte rendu aux concédants (art 32);
- les modalités pratiques et financières en cas de renouvellement, prévoyant notamment le reversement au concédant de l'excédent éventuel de provision pour renouvellement non utilisé (article 31 A) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de non renouvellement ou de résiliation anticipée lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt (article 31-B) :
  - remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service ;
  - versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de la participation d'EDF à leur financement (NB : ces dispositions ont vocation à permettre la récupération par EDF de la valeur non amortie des ouvrages financés en tant que concessionnaire) ;
  - le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages.

5.2. Traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité d'EDF SA

L'IFRIC a publié en mars 2005 trois projets d'interprétation concernant les concessions (D12, D13 et D14) mais ces projets n'ont pas abouti à des interprétations définitives.

Dans cette attente, l'IFRIC a indiqué que le traitement comptable des concessions appliqué dans les comptes établis aux normes IFRS doit respecter l'ensemble des normes IAS/IFRS actuelles.

L'évolution des interprétations de l'IFRIC sur les concessions ou des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France pourrait modifier les traitements comptables actuellement retenus.

5.2.1. Constatation des actifs comme immobilisations corporelles du domaine concédé

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession à l'actif du bilan d'EDF SA, quelle que soit l'origine de leur financement, se justifie au regard de la norme IAS 16. En effet, EDF SA en assume le contrôle et le risque :

- EDF SA exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession,
- EDF SA assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau.

Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

5.2.2. Constatation des passifs spécifiques des concessions :

Les obligations contractuelles spécifiques d'EDF sont annuellement attendues et reconnues par les concédants ; elles répondent aux critères de comptabilisation des passifs prévues par IAS 37.

- *Droits sur les biens existants :* ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages — valeur nette comptable des biens mis en concession — déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire.
- *Droits sur les biens à renouveler :* ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent sous les rubriques suivantes :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêté des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

    Les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre valeur de remplacement réappréciée chaque année en date de clôture et valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ceci conduit à enregistrer des charges qui progressent dans le temps.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. 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.

Dans ces conditions, les droits du concédant à récupérer gratuitement les biens existants croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

5.3. Evaluation des passifs spécifiques de concessions :

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 calculé en date de clôture et la valeur d'origine (cf supra);
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

L'évaluation de ces passifs est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

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 compte-rendus d'activité.

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 est basée sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 2 % 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 4,25 % compte tenu d'une duration moyenne de 8 ans,
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,25 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'une telle actualisation pour l'année 2005 :

Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2005

(en millions d'euros)	Taux d'actualisation 4,25 %
Excédent brut d'exploitation	200
Résultat d'exploitation	415
Résultat financier	(475)
Résultat avant impôt	(60)

Impact Bilan — Capitaux propres de l'année 2005

(en millions d'euros et avant impôt)	Taux d'actualisation 4,25 %
Au 1er janvier 2005	1 590
Au 31 décembre 2005	1 530

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est comme la précédente soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

Note 6. Evénements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

6.1. Loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

Les évènements intervenus au cours de l'exercice relatifs à l'application de de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 sont présentés ci-après.

6.1.1. Réforme du financement du régime spécial de retraites des industries électriques et gazières.

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières sont entrées en vigueur au 1er janvier 2005 et sont rappelées ci-dessous :

- Création de la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (CNIEG) ;
- Adossement financier aux régimes de droit commun : en application des conventions financières mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO), EDF SA a versé un montant de 3 295 millions d'euros au titre de la contribution exceptionnelle par les activités non régulées, soit 2 724 millions d'euros au profit de la CNAV et 571 millions d'euros au profit des régimes AGIRC et ARRCO.
- Répartition des droits spécifiques du régime spécial des entreprises des Industries Electriques et Gazières relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 entre les différentes entreprises des IEG et, pour chaque entreprise, entre d'une part les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (« droits spécifiques passés régulés ») et d'autre part les droits afférents aux autres activités (« droits spécifiques passés non régulés »).
- Création de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel pour le financement des droits spécifiques passés régulés.

  Les taux de contribution tarifaire sont périodiquement fixés par les ministres chargés de l'énergie, du budget et de la sécurité sociale après avis de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Pour 2005, ils ont été fixés par arrêté ministériel le 26 mai 2005 à 10 % pour les prestations de transport d'électricité et à 20,4 % pour les prestations de distribution d'électricité. Le taux pour les prestations de transport d'électricité a été modifié par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et fixé à 6,5 % à compter du 1er janvier 2005.
- Financement des droits spécifiques régulés et non régulés : les droits spécifiques régulés et non régulés constitués à compter du 1er janvier 2005 sont provisionnés dans leur intégralité.

6.1.2. Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité

En application de la loi du 9 août 2004, la filialisation de l'activité Transport a été réalisée par EDF le 1er septembre 2005.

L'ensemble des actifs et passifs correspondants a été apporté avec effet rétroactif au 1er janvier 2005 pour un montant de 4 milliards d'euros à la société RTE EDF Transport dont EDF détient 100 % du capital. Cette société est une société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance.

Ce dernier s'est réuni pour la première fois le 1er septembre 2005. Cette opération n'a pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe EDF, RTE EDF Transport étant consolidée à 100% en intégration globale.

6.1.3. Dispositions intéressant les réseaux de distribution et de transport d'électricité

L'article 36 de la loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique et en organise les modalités de reclassement :

- Les ouvrages classés au 1er janvier 2005 dans le réseau d'alimentation générale (RAG) et relevant des réseaux de distribution publique (DP) ont été reclassés dans ces réseaux à cette date et transférés à titre gratuit aux collectivités locales concédantes pour leur valeur nette comptable. EDF reste propriétaire de la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension.
- Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, EDF n'est plus tenue vis à vis des autorités concédantes à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages devant être renouvelés après le terme normal des concessions.

  Les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1er janvier 2005, pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme normal des concessions, ont dorénavant pour objet de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions.

La suppression de l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme de la concession en application de l'article 36 de la loi du 9 août 2004 conduit à revoir la définition des provisions pour renouvellement, désormais assises sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens.

En effet, en vertu des contrats de concession, EDF reste tenu de pratiquer un amortissement du financement du concédant, lequel était compris dans la provision pour renouvellement jusqu'au 31 décembre 2004 ; cette dernière était alors définie comme la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire (amortissement de caducité).

Pour traduire les obligations contractuelles d'EDF vis-à-vis des concédants, les immobilisations en concession renouvelables donnent lieu, à compter du 1er janvier 2005, à la comptabilisation de charges correspondant à :

- un amortissement industriel de la valeur historique des biens, calculé sur leur durée de vie, réparti entre amortissements des financements du concédant et amortissements des financements du concessionnaire,
- une provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens, également calculée sur la durée de vie des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Ce nouveau mode de comptabilisation se traduit également au passif par une décomposition des droits du concédant et de la provision pour renouvellement, faisant apparaître distinctement les droits et obligations respectives (voir note 5 — Concessions de Distribution publique d'électricité en France) :

- Droits du Concédant sur les biens existants : Ils correspondent à la valeur nette comptable des biens financés par le concédant.
- Droits du Concédant sur les biens à renouveler : ces droits correspondent à :
  - l'amortissement cumulé comptabilisé pour les biens financés par le concédant, calculé sur la durée de vie du bien.
  - une provision pour renouvellement, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle complète les amortissements industriels des biens, à hauteur de la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine.

Les impacts relatifs au changement de mode de comptabilisation et au reclassement des ouvrages RAG en DP se traduisent dans les comptes consolidés principalement par des reclassements au sein des passifs spécifiques des concessions DP.

	Effets de la Loi du 9 août 2004
Contre-valeur biens	16 310
Financement concessionnaire non amorti	(16 302)
Droits sur biens existants — valeur nette[a]	**8**
Amortissement financement du concédant[b]	4 542
Provision pour renouvellement[c]	(4 573)
Droits sur biens à renouveler	**(31)**
Passifs spécifiques des concessions[d]	**(23)**

Les explications qui suivent détaillent ces principaux impacts pour EDF SA, le reliquat étant principalement constitué par Electricité de Strasbourg :

(a) le reclassement des ouvrages RAG en DP conduit :

- à l'actif (immobilisations corporelles), à reclasser les immobilisations du domaine propre aux immobilisations du domaine concédé à leur valeur nette comptable pour 712 millions d'euros, (valeur brute de 1 790 millions d'euros et amortissements de 1 078 millions d'euros),
- au passif, à reclasser les subventions et les écarts de réévaluation, précédemment inscrits en capitaux propres, en droits existants à hauteur de 8 millions d'euros.

(b) la redéfinition de la provision pour renouvellement conduit à reclasser la quote-part d'amortissement du concédant incluse dans la provision à hauteur de 4 465 millions d'euros,

(c) la baisse de la provision pour renouvellement correspond :

- d'une part, au reclassement de l'amortissement du financement du concédant, pour 4 465 millions d'euros,

- d'autre part, à l'affectation de la provision pour renouvellement des ouvrages renouvelables au-delà du terme normal de la concession constituée au 31 décembre 2004 au renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, à hauteur du montant nécessaire, ce qui a conduit à une diminution de 27 millions d'euros.

(d) La diminution de 19 millions a donné lieu à une augmentation des fonds propres avant impôts de même montant.

6.2. Couverture maladie au sein des Industries électriques et gazières (IEG)

Suite à des négociations menées sur le second semestre 2004, des dispositions réglementaires entérinées par le décret du 15 février 2005 ont conduit à adapter le financement du régime et à libérer le Groupe à compter de l'exercice 2005 de ses engagements au titre du régime de couverture maladie des actifs et des inactifs d'EDF SA et de certaines de ses filiales françaises. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, ces engagements n'avaient pu être évalués.

6.3. Evolution du capital social d'EDF SA

L'assemblée générale extraordinaire du 31 août 2005 a autorisé une réduction de capital de EDF d'un montant maximum de 7 316 millions d'euros par virement au compte de réserves non distribuables, et en a délégué la mise en œuvre au Conseil d'administration.

Le 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social de 8 129 000 000 euros à 812 900 000 euros. Cette opération a été réalisée par réduction de la valeur nominale du titre de 5 euros à 0,5 euro. Il a également arrêté les modalités des augmentations de capital relatives à l'Offre à Prix Ouvert, au Placement Global Garanti ainsi qu'à l'option de sur-allocation.

Le 18 novembre 2005, le Conseil d'administration a constaté les augmentations du capital social relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti, portant le capital social à 906 834 514 euros.

Enfin, le 20 décembre 2005 à la suite du règlement de l'option de sur-allocation exercée le 15 décembre par les banques chargées du placement des titres dans le cadre de l'ouverture du capital, le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros et est composé de 1 822 171 090 actions de 0,5 euro chacune. (voir note 30).

6.4. « Offre réservée aux salariés »

En 2005 dans le cadre de l'ouverture du capital de la société EDF réalisée par appel public à l'épargne, l'Etat français a décidé, en application du dernier alinéa de l'article 11 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 et de l'article 26 de la loi du n° 2004-803 du 9 août 2004, de réserver aux salariés et anciens salariés d'EDF SA et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger une offre à des conditions préférentielles d'acquisition portant sur un nombre d'actions existantes représentant 15 % du nombre total d'actions mises sur le marché lors de l'ouverture minoritaire du capital de la société.

Les caractéristiques et avantages de cette offre sont résumés ci-après :

	hors PEG / PEGI		PEG/PEGI		
Formules	**Energie express**	**Energie express +**	**Energie maxi**	**Energie multi**	**Energie transfert**
Rabais	—	–20 %	–20 %	–20 %	–20 %
Abondement jusqu'à 3 450 eur	—	—	100 % jusqu'à 700 eur 40 % jusqu'à 3 500 eur 25 % jusqu'à 10 020 eur	—	—
Actions gratuites jusqu'à 1 258 eur	1 pour 3	1 pour 2 jusqu'à 700 eur 1 pour 4 au-delà	1 pour 2 jusqu'à 700 eur 1 pour 4 au-delà	—	1 pour 4 jusqu'à 700 eur 1 pour 6 au-delà
Détention des avoirs	—	2 ans	5 ans	5 ans	selon avoirs d'origine
Incessibilité	—	2 ans	2 ans	2 ans	2 ans
Attribution d'actions gratuites	1 an	3 ans	3 ans	—	3 ans
Prix de cession (eur)	32	25,6	25,6	25,6	25,6

Dans le cadre de cette offre, les salariés du Groupe ont souscrit 34 554 937 actions.

La charge correspondante à la décote, aux actions gratuites et aux facilités de paiement s'élève à 329 millions d'euros et a été enregistrée sur 2005 conformément à la norme IFRS 2 (voir note 14).

L'abondement au bénéfice des salariés dans le cadre de cette opération s'élève à 124 millions d'euros.

6.5. Edison

6.5.1. Historique de la participation du Groupe EDF dans Edison

La première prise de participation du Groupe EDF au capital d'Edison remonte au 1er semestre 2001 lorsque environ 20 % du capital de la holding du contrôle d'Edison, Montedison, avaient été acquis sur le marché.

Les holdings de contrôle Italenergia puis Italenergia-bis (« IEB ») ont ensuite été constituées par les Groupes EDF, FIAT, Tassara et des banques italiennes.

6.5.2. Contrats d'option de vente et d'achat conclus par EDF

EDF a conclu en 2002 avec chacun des actionnaires d'IEB (Fiat Energia, Groupe Tassara et les Banques Italiennes) des contrats d'option portant sur leurs actions IEB et, pour certains, également sur leurs warrants IEB. EDF a en outre conclu avec les Banques Italiennes des contrats d'option portant sur leurs actions Edison et sur leurs warrants Edison, l'option sur les warrants ayant fait l'objet d'un accord transactionnel décrit ci-dessous.

Au cours du premier semestre 2005, les actionnaires d'IEB ont exercé leurs options de vente à EDF dans les conditions suivantes :

- Options sur les actions et les warrants IEB

Fiat a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 24,6 % au capital d'IEB et de ses warrants permettant la souscription de 83,7 millions d'actions IEB. Cette option a été exercée au prix de 1 147 millions d'euros, soit 5,14 euros par action IEB.

Fiat a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 14 % au capital d'IEB. Cette option a été exercée au prix de 653 millions d'euros, soit 5,14 euros par action IEB. La participation de 14 % de Fiat avait été cédée par Fiat aux Banques Italiennes en juin 2002, mais le contrat de cession prévoit que les actions correspondantes seront recédées à Fiat si celle-ci exerce son option de vente à EDF de sa participation de 24,6 % au capital d'IEB.

Les Banques Italiennes ont exercé leur option de vente à EDF de leur participation de 23,37 % au capital d'IEB (hors participation de 14 % visée par l'option ci-dessus) et de leurs warrants permettant la souscription de 79,4 millions d'actions IEB. Cette option a été exercée à un prix égal au coût historique d'acquisition de leur participation au capital d'IEB le 1er juillet 2001, soit, pour les actions, 741 millions d'euros (3,50 euros par action), plus 7 % d'intérêt annuel entre le 1er juillet 2001 et la date de règlement-livraison des titres après exercice de l'option, et pour les warrants environ 23 millions d'euros.

Le groupe Tassara a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 20,01 % au capital d'IEB. Cette option a été exercée au prix de 800 millions d'euros, soit 4,41 euros par action IEB. Le contrat avec le groupe Tassara prévoit un mécanisme d'ajustement sur la base des comptes d'Edison au 31 décembre 2005 qui pourrait conduire au versement d'un complément de prix par le groupe EDF. Compte tenu de la formule de calcul du complément de prix, le groupe EDF estime à ce jour qu'il est peu probable qu'il ait à verser un tel complément. Il est précisé que l'option de vente ne porte pas sur les warrants IEB détenus par le groupe Tassara (68 014 806 warrants) qui en reste propriétaire. Dans le cadre des accords conclus, le groupe EDF a racheté les titres concernés entre le 26 juillet et le 9 septembre 2005. La participation du groupe EDF dans IEB est aujourd'hui de 100 %.

- Options sur les actions et les warrants Edison

Les Banques Italiennes ont exercé leur option de vente à EDF de leur participation de 2,9 % au capital d'Edison. Cette option a été exercée à un prix égal au coût historique d'acquisition de leur participation au capital d'Edison le 12 décembre 2002, soit 123 millions d'euros, plus 7 % d'intérêt annuel entre le 12 décembre 2002 et la date de règlement-livraison des titres après exercice de l'option.

6.5.3. Accord transactionnel portant sur les warrants des banques italiennes

Par un accord transactionnel en date du 19 octobre 2005, EDF et les banques italiennes ont mis fin au litige qui les opposait au sujet des 123 396 768 warrants Edison souscrits par les banques lors de l'augmentation de capital de 2002. Il ressort de cet accord transactionnel que :

- le Groupe EDF reçoit sans versement complémentaire 20 % des warrants jusqu'alors détenus par les Banques Italiennes, soit 24 679 354 warrants (le transfert de ces warrants a eu lieu le 26 octobre 2005) et les Banques Italiennes conservent en conséquence les 80% restants, soit 98 717 414 warrants ;
- les banques italiennes renoncent à toute demande d'indemnisation auprès d'EDF au titre de l'arbitrage. En outre, la transaction prévoit que les frais de procédure soient partagés à parts égales, chacune des parties gardant à sa charge ses propres frais d'avocats et d'experts.

6.5.4. Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milan (opérateur italien intégré), WGRM Holding 4 S.p.A. (« WAGRAM 4 », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 51 % d'AEM Milan) ont signé un Structure Agreement et un Shareholders' Agreement de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. A cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WAGRAM 4 et Delmi détiennent chacun 50 % du capital, a été constituée.

6.5.4.1. Prise de contrôle d'Edison par Transalpina di Energia Srl (« TDE »)

IEB a cédé le 16 septembre 2005 à TdE les actions et les warrants Edison qu'elle détenait au prix de 1,55 euros par action et de 0,59 euro par warrant. Au 30 septembre 2005, TdE détient 61,7 % du capital et environ 63,35 % des droits de vote d'Edison (2 631 976 000 actions) plus 240 000 warrants Edison. Le groupe EDF conservera la propriété des actions Edison qu'elle détient en direct soit 5,16 % du capital et 5,33 % des droits de vote d'Edison, ainsi que 95 253 661 warrants Edison.

Consécutivement à l'acquisition par TdE de toutes les actions Edison détenues par IEB, TdE a lancé le 6 octobre 2005, à la suite de l'approbation formelle (« nulla osta ») par la Consob du document d'offre publique le 4 octobre 2005, une offre publique d'achat obligatoire sur les actions Edison encore en circulation ainsi qu'une offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison. Il n'y a pas eu d'offre publique sur les actions d'épargne Edison. Les actions et les warrants Edison détenus directement par EDF n'ont pas été apportés aux offres.

Le prix de l'offre publique d'achat obligatoire sur les actions Edison dans le document d'offre publique par TdE était de 1,86 euro par action. Ce prix a été calculé selon la méthode fixée par la réglementation italienne, en effectuant la moyenne arithmétique des deux prix par action suivants : (i) 1,53 euro, montant égal à la moyenne pondérée du cours des actions Edison durant les 12 mois précédant la date de conclusion du Structure Agreement et (ii) 2,18 euros, montant égal à la valorisation implicite des actions Edison résultant du prix d'exercice des options de vente d'actions IEB de Fiat à EDF. Le prix de l'offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison était de 0,87 euro.

La clôture de l'offre publique est intervenue le 26 octobre 2005.

Sur la base des résultats communiqués le 4 novembre 2005, 1 218 816 750 actions et 371 389 001 warrants ont été apportés à l'offre, pour des montants respectifs de 2 267 millions d'euros et de 323 millions d'euros.

Concomitamment, TdE a rétrocédé à deux banques désignées par Delmi 384 439 112 actions et à WGRM 4 SpA 501 312 210 actions et 161 616 602 warrants.

En application des accords conclus le 12 mai 2005 avec AEM, EDF a en outre versé à TdE une compensation (i) de 0,15 euro par action et de 0,12 euro par warrant pour les titres acquis lors de l'OPA et conservés par TdE, soit 75 millions d'euros et (ii) de 0,15 euro par action pour les titres acquis lors de l'OPA par TdE et rétrocédés aux deux banques par Delmi soit 58 millions d'euros.

A l'issue de ces opérations, la répartition des titres Edison est la suivante :

	Actions ordinaires	Actions d'épargne	Warrants
TdE (co-détenue à 50 %)	2 965 041 428	—	210 012 399
EDF SA et filiales détenues à 100 %	721 505 448	—	281 549 617
Delmi	384 439 112	—	—
Autres	91 467 166	110 592 420	527 148 787
Total	**4 162 453 154**	**110 592 420**	**1 018 710 803**

Le groupe EDF détient ainsi directement et indirectement 51,58 % du capital d'Edison (actions d'épargne comprises) et exerce un contrôle conjoint sur Edison avec AEM à hauteur de 50 % en vertu du shareholder's agreement qui régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et AEM Milan vis à vis de TdE et Edison.

TdE et Edison sont donc intégrées proportionnellement dans les comptes consolidés d'EDF à hauteur respectivement de 50% et de 51,58 %. Compte tenu de la chronologie des principales étapes ayant conduit à cette prise de contrôle conjoint (notamment exercice des options de vente des titres IEB, cession des titres Edison détenus par cette dernière à TDE et OPA sur actions et warrants Edison), le groupe EDF a retenu la date du 1er octobre 2005 pour la première consolidation de ces entités.

La société IEB est par ailleurs intégrée globalement à 100% à compter de cette même date, étant observé qu'elle ne détient plus de titres Edison depuis le 16 septembre 2005 et que le coût d'acquisition de cette entité net du prix de cession à TDE des titres Edison est pris en compte dans le coût d'acquisition d'Edison.

6.5.4.2. Valeur d'acquisition

La valeur d'acquisition des actions Edison se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Nombre d'actions	Montant
Prix d'acquisition d'Edison incluant les frais et la juste valeur de la dette IEB	2 204 026 162	4 849
Juste valeur des instruments financiers et autres engagements	—	(1 433)
Valeur d'acquisition, nette des provisions antérieurement constituées	**2 204 026 162**	**3 416**

6.5.4.3. Affectation du prix d'acquisition

Les actifs et passifs d'Edison ont été comptabilisés à leurs juste valeurs respectives à la date d'acquisition du 1er octobre 2005.

L'acquisition ayant été réalisée en fin de période 2005, les valeurs ont été déterminées provisoirement sur la base des comptes consolidés IFRS d'Edison du 30 septembre 2005. Conformément à la norme IFRS 3, le Groupe dispose de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

Sur ces bases, le goodwill provisoire se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	
Valeur nette comptable des actifs acquis	6 099
Goodwill au niveau local	(3 505)
Actifs nets acquis hors goodwill	**2 594**
Affectation réalisée :	
Immobilisations corporelles[(a)]	189
Concession gaz[(b)]	115
Immobilisations incorporelles[(c)]	685
Tecnimont[(d)]	86
Dettes financières[(e)]	(156)
Impôts différés[(f)]	(317)
Total des affectations	**602**
Actifs nets acquis après affectation	3 196
Quote-part EDF (51,58 %)	1 648
Coût d'acquisition net	3 416
Goodwill	**1 768**

Les immobilisations corporelles et incorporelles ont été réévaluées selon la méthode des flux de trésorerie actualisés.

a) La réévaluation de 189 millions d'euros des immobilisations corporelles concernent les centrales thermiques pour 74 millions d'euros, les centrales hydroélectriques pour 101 millions d'euros, et les stocks de gaz pour 14 millions d'euros ;

b) Les concessions de gaz concernent essentiellement les réserves en Italie ;

c) Les immobilisations incorporelles concernent la valorisation de trois contrats de gaz communément appelés « Take or Pay contracts » ;

d) Le groupe Tecnimont ayant été cédé par Edison courant novembre 2005, les actifs et passifs correspondants ont été évalués à la juste valeur réduit des coûts de ventes ;

e) Les quatre emprunts obligataires d'Edison cotés à la bourse de Milan ont été valorisés à leur valeur de marché au 30 septembre 2005 ;

f) Impôt différés induits par l'identification des actifs et passifs.

Sur la base des données ci-dessus, l'entrée d'Edison dans le périmètre d'EDF a l'impact suivant au bilan d'EDF (en quote-part EDF) :

ACTIF

(en millions d'euros)	Bilan historique 30.09.2005	Effets de l'évaluation à la juste valeur	Bilan à la juste valeur 30.09.2005
Goodwill	1 808	(1 808)	—
Autres actifs incorporels	190	353	543
Immobilisations corporelles	4 476	157	4 633
Titres mis en équivalence	34	—	34
Actifs financiers non courants	139	—	139
Impôts différés	54	27	81
Actif non courant	**6 701**	**(1 271)**	**5 430**
Stocks	229	—	229
Clients et comptes rattachés	623	—	623
Autres débiteurs	359	—	359
Trésorerie et équivalents de trésorerie	176	—	176
Actif courant	**1 387**	**—**	**1 387**
Actifs détenus en vue de la vente	**225**	**44**	**269**
TOTAL DE L'ACTIF	**8 313**	**(1 227)**	**7 086**

PASSIF

(en millions d'euros)	Bilan historique 30.09.2005	Effets de l'évaluation à la juste valeur	Bilan à la juste valeur 30.09.2005
Capital	2 200	—	2 200
Réserves et résultats consolidés	946	(1 497)	(551)
Intérêts minoritaires	242	—	242
Total des capitaux propres	**3 388**	**(1 497)**	**1 891**
Provisions non courantes	529	—	529
Passifs financiers non courants	2 622	80	2 702
Impôts différés	601	190	791
Passif non courant	**3 752**	**270**	**4 022**
Fournisseurs et comptes rattachés	476	—	476
Passifs financiers courants	200	—	200
Dettes d'impôts courants	36	—	36
Autres créditeurs	272	—	272
Passif courant	**984**	**—**	**984**
Passifs détenus en vue de la vente	**189**	**—**	**189**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**8 313**	**(1 227)**	**7 086**

6.5.4.4. Résultats Edison et données pro-forma 2005

Le chiffre d'affaires et le résultat net d'Edison sur le 4ème trimestre s'élèvent respectivement à 1 011 millions d'euros et 34 millions d'euros en quote-part EDF.

En données pro-forma, le chiffre d'affaires et le résultat net de l'année 2005 s'élèveraient respectivement à 3 430 millions d'euros et 208 millions d'euros en quote-part EDF.

6.5.4.5. Exercice du contrôle conjoint sur Edison

Le Shareholders Agreement, conclu pour trois ans, régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et AEM Milan vis à vis de TdE et d'Edison.

6.6. Light

Le 28 juin 2005, la BNDES (Banque de développement du Brésil) a approuvé l'octroi à Light d'un programme d'aide consistant en un prêt à taux d'intérêt bonifié convertible jusqu'à 50 % en capital. Le 29 juillet 2005, la BNDES a versé à Light le montant de ce prêt bonifié s'élevant à 735 millions de reals (y compris 727 millions de reals de nominal et les intérêts de retard, soit environ 250 millions d'euros sur la base du taux de change au 31 août 2005). Fin juillet 2005, EDF a par ailleurs converti en capital la dette d'environ 327 millions d'euros de Light envers sa société-mère.

6.7. Edenor

Le Groupe EDF et Dolphin Energia SA (« Dolphin ») ont ainsi conclu le 10 juin 2005 un contrat de cession par lequel le Groupe EDF s'est engagé à céder à Dolphin pour un prix total de 100 millions de dollars US, payable en une seule fois, d'une part, 100 % des actions de la société EASA qui détient 51 % du capital d'Edenor et, d'autre part, 14 % du capital. Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le projet de cession au cours de sa réunion en date du 29 juin 2005.

A l'issue de la cession, le Groupe EDF conserve directement 25 % du capital et des droits de vote d'Edenor.

La réalisation de la cession est intervenue au 1er septembre 2005 et s'est traduite par une plus-value de 188 millions d'euros dans les résultats et une réduction de la dette nette du Groupe de 448 millions d'euros.

Le Groupe a transféré le contrôle d'Edenor en cédant ses participations indirectes via EASA et une partie de sa participation directe et Edenor est désormais consolidée par mise en équivalence dans les comptes du groupe EDF.

Note 7. Effet de la loi du 9 août 2004 sur la comparabilité des exercices

Les états financiers du Groupe prennent en compte à partir du 1er janvier 2005 les effets de la loi relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« loi du 9 août 2004 ») sur le financement du régime des retraites et des concessions.

Afin de rendre comparables les exercices 2004 et 2005, le groupe EDF a préparé, en complément des informations financières au 31 décembre 2004 établies au titre de la transition aux normes IAS / IFRS, des informations financières pro forma au titre de l'exercice 2004, qui visent à simuler les effets que la loi du 9 août 2004 aurait pu avoir sur le compte de résultat du Groupe EDF au 31 décembre 2004, si la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG et les dispositions relatives aux concessions, issues de cette loi, avaient pris effet au 1er janvier 2004.

Ces informations financières sont publiées à seule fin d'illustration, ne permettent pas d'établir une base d'informations comparables aux exercices futurs et ne préjugent pas non plus de ses résultats d'exploitation au cours d'exercices futurs. Les retraitements sur le compte de résultat pro forma sont décrits en note 7.3.

7.1. Impacts de la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG

Les contributions exceptionnelles versées par le Groupe à la Caisse Nationale des Industries Eléctriques et Gazières (CNIEG) dans le cadre des conventions financières conclues avec la CNAV et les régimes complémentaires, sont reconnues en dettes dès le 1er janvier 2004 pour le montant des conventions signées (soit 2 392 millions d'euros nets d'impôt) et sont réputées versées selon l'échéancier effectif prévu dans les informations financières pro forma au titre de 2004.

Les droits de base, objet des conventions financières conclues avec les régimes généraux et complémentaires, n'ont pas lieu d'être provisionnés.

Le financement des droits spécifiques des personnels des activités régulées (transport et distribution) acquis antérieurement à la date d'effet de la réforme, — de même que des contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires — est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe EDF. En conséquence, ces engagements n'ont pas lieu d'être provisionnés.

Les prestations versées directement par EDF avant réforme, ainsi que les versements aux fonds externalisés nets des primes d'assurances reçues, qui figurent en charges dans les comptes établis en normes françaises sont éliminés dans les informations financières pro forma 2004.

Les cotisations (part patronale) sont prises en compte sur la base des taux fixés par les conventions financières avec les régimes généraux. Les retraitements pro forma intègrent en augmentation des frais de personnel, l'incidence de la prime compensatoire qui a été accordée aux agents statutaires afin de compenser la perte de pouvoir d'achat résultant de l'augmentation des cotisations retraite salariales.

Les droits spécifiques acquis par le personnel des activités régulées et non régulées sur l'exercice 2004 sont enregistrés en résultat en coût des services rendus.

Le coût des services rendus correspond à l'augmentation de l'engagement au titre des droits spécifiques du personnel des activités régulées et non régulées. Le coût financier est déterminé sur la base d'un taux d'actualisation de 5 %. Le produit financier correspondant au rendement attendu des fonds externalisés est par ailleurs pris en compte, en fonction des anticipations de rendement de ces actifs compte tenu de leur composition.

Compte tenu du principe de neutralité tarifaire de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA), le chiffre d'affaires d'EDF a été diminué du montant attendu de cette taxe.

L'incidence sur le résultat financier pro forma des contributions exceptionnelles (soultes) est prise en compte au taux de 4,5%.

7.2. Article 36 de la loi du 9 août relatif aux concessions

Les impacts de cet article sur le compte de résultat consistent en la suppression de la provision pour renouvellement des ouvrages dont le renouvellement est postérieur au terme normal de la concession, et en la constitution d'une provision pour renouvellement pour les ouvrages classés auparavant dans le réseau d'alimentation générale (RAG) et reclassés en réseaux de distribution publique (DP) (voir note 6.1.3.).

L'effet des retraitements sur le résultat de l'exercice 2004 pro forma est présenté ci-après.

7.3. Effets sur le compte de résultat retraité pro forma de l'exercice 2004

(en millions d'euros)	2004 IFRS	Impact réforme des retraites	Concessions art.36	Total impacts loi du 9 août 2004	2004 Pro forma
Chiffre d'affaires	**46 788**	**(638)**	**—**	**(638)**	**46 150**
Achats de combustibles et d'énergie	(13 486)	—	—	—	(13 486)
Autres consommations externes	(8 748)	—	—	—	(8 748)
Charges de personnel	(8 744)	(301)	—	(301)	(9 045)
Impôts et taxes	(2 827)	—	—	—	(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	434	—	80	80	514
Excédent brut d'exploitation	**13 417**	**(939)**	**80**	**(859)**	**12 558**
Dotations aux amortissements	(4 842)	—	—	—	(4 842)
Pertes de valeur	(1 373)	—	—	—	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	(190)	—	—	—	(190)
Résultat d'exploitation	**7 012**	**(939)**	**80**	**(859)**	**6 153**
Résultat financier	**(5 432)**	**2 375**	**—**	**2 375**	**(3 057)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**1 580**	**1 436**	**80**	**1 516**	**3 096**
Impôts sur les résultats	(1 072)	(505)	(28)	(533)	(1 605)
Quote part dans le résultat des société mises en équivalence	103	—	—	—	103
Résultat net consolidé	**611**	**931**	**52**	**983**	**1 594**
dont part des minoritaires	13	—	—	—	13
dont part du Groupe	**624**	**931**	**52**	**983**	**1 607**

Note 8. Evolutions du périmètre de consolidation

8.1. Evolution de périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2005

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2005 sont décrites ci-dessous :

- Comme suite aux opérations de prise de contrôle d'Edison, EDF a consolidé les sociétés TdE et Edison par intégration proportionnelle à compter du 1er octobre 2005. Compte tenu de la mise en oeuvre du Structure Agreement et du shareholder's agreement, le pourcentage d'intérêt de Edison à l'issue de l'OPA est de 51,58 %. IEB ainsi que les sociétés holdings de cette dernière sont détenues par EDF à 100 % et sont consolidées par intégration globale.

  Les effets de l'intégration d'Edison dans le périmètre sont décrits en note 6.

  Par ailleurs, EDF a cédé à Edison 20 % de sa participation dans la société Finel. A l'issue de cette opération, Edison détenant déjà le contrôle de la société, la société Finel antérieurement mise en équivalence sera consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 61,26 % à compter du 1er décembre 2005.
- A la suite de l'augmentation de capital de EnBW réalisée en avril 2005 par cession des titres d'auto-contrôle, OEW est revenu à parité avec EDF dans le capital de EnBW. La quote-part d'intérêt d'EDF dans le capital de EnBW est ainsi passée de 48,43 % au 31 décembre 2004 à 46,12 % au 30 juin 2005.
- EDF Ostalkreis et EDF Weinberg sont déconsolidées au 1er janvier 2005. Par ailleurs, EnBW a consolidé pour la première fois en intégration proportionnelle les sociétés Prazska Energetika holding A.S. et Prazska Teplarenska holding A.S et, par mise en équivalence la société autrichienne EVN AG suite à l'exercice d'un put portant sa participation de 13,2 % à 29,7 %.
- En Argentine, le processus de cession de Sodemsa et Edemsa a été finalisé le 30 mars 2005 ce qui s'est traduit par la déconsolidation de ces deux sociétés. Par ailleurs, EDF a cédé en date du 31 août 2005 100 % de la société Easa, et 14 % du capital d'Edenor. A l'issue de cette opération, le Groupe détient 25 % du capital d'Edenor qui est consolidé par mise en équivalence à compter de cette date.
- Au Brésil dans le cadre des opérations de restructuration de la dette de Light, les minoritaires ont participé à l'augmentation de capital réalisée fin juillet 2005 et ont converti en capital une partie de la dette obligataire convertible. Il en est résulté une

diminution du pourcentage d'intérêt d'EDF de 5,22% portant la participation du Groupe à 89,57% au 31 décembre 2005.

- En Europe, Skandrenkraft a été dissoute et déconsolidée au 1er avril 2005. Sapar Participations a été cédée début janvier 2005.

8.2. Evolution de périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2004

Il n'y a pas eu d'évolution de périmètre significative au cours de l'exercice 2004. Les opérations réalisées concernent principalement des variations de pourcentage d'intérêt.

Chez EnBW, ces évolutions consistent :

- dans la participation d'EDF à l'augmentation de capital dans le cadre du processus de refinancement mis en œuvre en juin 2004, ce qui a conduit à porter le pourcentage d'intérêt d'EDF de 45,81% à 48,43 % à la clôture ;
- dans la poursuite du désengagement des activités non stratégiques avec la cession notamment du sous-groupe APCOA et d'HidroCantabrico, de SIP, Melvo, Ditra et EnRW ;
- dans le désengagement partiel dans ESAG et la prise de contrôle dans GASO via la création de la holding ENSO.

L'impact de ces variations de périmètre est de (337) millions d'euros sur le chiffre d'affaires du Groupe.

Chez EDF Energy, suite à la révision des accords d'actionnaires, la société Metronet, antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est mise en équivalence à compter du 30 juin 2004.

Par ailleurs, Finel a cédé sa participation de 75 % dans ISE au groupe Edison. ISE a été déconsolidée à compter du 1er décembre 2004.

Note 9. Informations sectorielles

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée, le risque ''pays'' l'emportant, à ce jour, sur le risque ''activité'' en raison de la stratégie de développement à l'international du Groupe et des différences de contextes économique, réglementaire et technique entre les différentes zones géographiques.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation inter-secteurs et ajustements inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

9.1. Informations par zones géographiques

La ventilation retenue par le Groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- « **France** » qui désigne EDF SA et sa filiale RTE EDF Transport et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et non régulées (principalement Production et Commercialisation),;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-groupe EnBW;
- « **Reste Europe** » qui regroupe les autres filiales européennes situées notamment en Italie, en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Electricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, Asa, EDF Energies Nouvelles, et EDF Trading ;
- « **Reste du Monde** » qui regroupe les filiales situées en Amérique latine et en Asie.

9.1.1. Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste Europe	Reste Monde	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	30 126	6 674	5 005	6 377	2 869	—	51 051
Chiffre d'affaires inter-secteur	147	1	24	359	3	(534)	—
Chiffre d'affaires	**30 273**	**6 675**	**5 029**	**6 736**	**2 872**	**(534)**	**51 051**
Excédent brut d'exploitation	**8 459**	**1 369**	**905**	**1 593**	**684**		**13 010**
BILAN :							
Actifs incorporels et Immobilisations corporelles	76 199	10 228	5 680	9 964	2 030	—	104 101
Titres mis en équivalence	—	67	572	1 309	73	—	2 021
Goodwill	—	2 478	1 760	2 897	46	—	7 181
Autres actifs sectoriels[1]	17 479	1 956	1 419	4 915	1 492	—	27 261
Autres actifs non affectés	—	—	—	—	—	—	30 350
Total Actif	**93 678**	**14 729**	**9 431**	**19 085**	**3 641**	**—**	**170 914**
Passifs sectoriels[2]	95 704	2 860	5 389	4 328	1 262	—	109 543
Autres passifs non affectés	—	—	—	—	—	—	61 371
Total Passif	**95 704**	**2 860**	**5 389**	**4 328**	**1 262**	**—**	**170 914**
AUTRES INFORMATIONS :							
Investissements corporels et incorporels	3 276	1 067	270	527	199	—	5 339
Dotations aux amortissements	(3 634)	(446)	(314)	(491)	(151)	—	(5 036)
Pertes de valeur	1	—	(19)	(129)	—	—	(147)

9.1.2. Au 31 décembre 2004 pro forma :

(en millions d'euros)	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste Europe	Reste Monde	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	28 703	5 957	4 627	4 748	2 115	—	46 150
Chiffre d'affaires inter-secteur	156	—	16	338	—	(510)	—
Chiffre d'affaires	**28 859**	**5 957**	**4 643**	**5 086**	**2 115**	**(510)**	**46 150**
Excédent brut d'exploitation[3]	**8 521**	**1 376**	**903**	**1 237**	**521**		**12 558**
AUTRES INFORMATIONS :							
Dotations aux amortissements	(3 452)	(424)	(334)	(373)	(259)	—	(4 842)
Pertes de valeur	10	—	(60)	(240)	(1 083)	—	(1 373)

9.1.3. Au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste Europe	Reste Monde	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	29 341	5 957	4 627	4 748	2 115	—	46 788
Chiffre d'affaires inter-secteur	156	—	16	338	—	(510)	—
Chiffre d'affaires	**29 497**	**5 957**	**4 643**	**5 086**	**2 115**	**(510)**	**46 788**
Excédent brut d'exploitation[3]	**9 379**	**1 377**	**903**	**1 236**	**522**	**—**	**13 417**
BILAN :							
Actifs incorporels et Immobilisations corporelles	75 925	9 339	6 189	5 409	2 071	—	98 933
Titres mis en équivalence	—	49	564	1 525	60	—	2 198
Goodwill	—	2 408	1 852	1 074	37	—	5 371
Autres actifs sectoriels[1]	17 731	1 026	1 320	5 811	1 123	—	27 011
Autres actifs non affectés	—	—	—	—	—	—	16 018
Total Actif	**93 656**	**12 822**	**9 925**	**13 819**	**3 291**		**149 531**
Passifs sectoriels[2]	93 867	2 895	5 491	6 309	1 135	—	109 697
Autres passifs non affectés	—	—	—	—	—	—	39 834
Total Passif	**93 867**	**2 895**	**5 491**	**6 309**	**1 135**		**149 531**
AUTRES INFORMATIONS :							
Investissements incorporels et corporels	2 976	950	237	428	317	—	4 908
Dotations aux amortissements	(3 452)	(424)	(334)	(373)	(259)	—	(4 842)
Perte de valeur	10	—	(60)	(240)	(1 083)	—	(1 373)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs.
(2) Les passifs sectoriels comprennent les passifs spécifiques des concessions, les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, les provisions pour déconstruction et dernier cœur, les provisions pour avantages du personnel, les autres provisions pour risques et charges (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés ainsi que les autres créditeurs.
(3) La finalisation des travaux relatifs à la transition IFRS a conduit à une correction des affectations de résultat par zone géographique de 57 millions d'euros se traduisant principalement par une augmentation de l'excédent brut d'exploitation de la France et une diminution sur le Royaume-Uni.

Produits provenant des ventes à des clients externes par zones géographiques sur la base de la localisation des clients :

(en millions d'euros)	France	Europe	Reste du Monde	EDF Trading	Total
Exercice 2005	**28 158**	**19 191**	**3 271**	**431**	**51 051**
Exercice 2004 proforma	**27 923**	**15 419**	**2 414**	**394**	**46 150**
Exercice 2004	**28 561**	**15 419**	**2 414**	**394**	**46 788**

9.2. Informations par secteurs d'activité

Les activités du Groupe se déclinent comme suit :

- « **Production — Commercialisation** » : regroupent toutes les compétences et actifs nécessaires à la production d'énergie et à sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents ;
- « **Distribution** » : assure la gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » : a pour objet d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Autres** » : regroupent 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, panneaux solaires,...).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Eliminations[1]	Total
Au 31 Décembre 2005 :						
Chiffre d'Affaires Externe :						
dont France[2]	17 755	8 924	3 842	465	(860)	30 126
dont reste du Monde	16 489	1 460	224	2 752	—	20 925
Chiffre d'affaires	**34 244**	**10 384**	**4 066**	**3 217**	**(860)**	**51 051**
Actifs sectoriels	56 174	62 576	12 312	9 484	(1 836)	138 710
Actifs non affectés	—	—	—	—	—	32 204
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 554	2 654	566	564	—	5 338
Au 31 Décembre 2004 pro forma :						
Chiffre d'Affaires externe :						
dont France[2]	16 916	8 818	3 700	298	(1 029)	28 703
dont reste du Monde	12 559	1 334	139	3 415	—	17 447
Chiffre d'affaires	**29 475**	**10 152**	**3 839**	**3 713**	**(1 029)**	**46 150**
Au 31 Décembre 2004 :						
Chiffre d'Affaires externe : dont France[2]	16 916	9 368	3 789	297	(1 029)	29 341
dont reste du Monde	12 559	1 334	139	3 415	—	17 447
Chiffre d'affaires	**29 475**	**10 702**	**3 928**	**3 712**	**(1 029)**	**46 788**
Actifs sectoriels	50 266	61 816	11 495	7 958	(323)	131 212
Actifs non affectés						18 319
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 216	2 479	521	692	—	4 908

(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution — Transport) : (41) pour 2005, (26) pour 2004 et 2004 pro forma ;
Dont éliminations entre activités non régulées : (30) pour 2005.

(2) Afin de présenter le chiffre d'affaires qui traduit au plus juste la réalité économique de chaque activité, il est retenu dans les comptes de l'exercice 2005 un format différent de celui des comptes consolidés au 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS. En particulier, le chiffre d'affaires de l'activité Production-Commercialisation est présenté net du coût de l'acheminement Transport et Distribution tout comme le chiffre d'affaires de l'activité Distribution est présenté net du coût de l'acheminement Transport. Il en résulte que ces charges d'acheminement n'ont plus lieu de figurer en éliminations inter secteurs comme c'était le cas dans la présentation des comptes au 31 décembre 2004. L'information par secteur de l'année 2004 et 2004 pro forma a été retraitée de manière à être comparable à 2005.

Note 10. Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2005	2004 pro forma	2004
Ventes d'énergie et de services liés à l'energie	47 058	42 224	42 862
Autres ventes de biens et de services	3 575	3 532	3 532
Variation de juste valeur des contrats de matières premières	(13)	—	—
EDF Trading	431	394	394
Chiffre d'affaires	**51 051**	**46 150**	**46 788**

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 9,1 % par rapport à celui de l'exercice 2004 et de 10,6 % par rapport au chiffre d'affaires pro forma. Il inclut à hauteur de 1 010 millions d'euros le chiffre d'affaires Edison du 4ème trimestre 2005.

Il prend en compte pour l'exercice 2005 la mise en place de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) pour un montant de 714 millions d'euros et l'application des normes IAS 32 et 39. L'effet CTA était intégré dans le chiffre d'affaires 2004 pro forma à hauteur de 639 millions d'euros

Note 11. Achats de combustibles et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustibles et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2005	2004
Achats consommés de combustibles — production d'énergie	(6 587)	(5 221)
Achats d'énergie	(10 528)	(8 470)
Résultat de couverture	50	—
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	372	205
Achats de combustibles et d'énergie	**(16 693)**	**(13 486)**

Les achats de combustibles et d'énergie progressent de 3 207 millions d'euros, soit de 23,8 % par rapport à l'exercice 2004. Cette progression s'explique par l'intégration de Edison à compter du 1er octobre 2005 à hauteur de 620 millions d'euros ainsi que par le fort accroissement des coûts de l'énergie.

Note 12. Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2005	2004
Services extérieurs	(8 206)	(7 785)
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(2 581)	(2 439)
Acheminement et serv. réseau de transport	(531)	(556)
Production stockée et immobilisée	2 094	1 825
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	115	207
Autres consommations externes	**(9 109)**	**(8 748)**

La progression des consommations externes résulte principalement de l'intégration de Edison.

Note 13. Obligations contractuelles et engagements dans le cadre de ses activites

13.1. Engagements sur contrats commerciaux

Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dits de « take or pay » selon lesquels il s'engage à acheter des matières premières, du combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans. Par ailleurs, le Groupe s'est engagé à livrer de l'énergie et de l'électricité dans le cadre de contrats de vente ferme à des clients finals.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

En ce qui concerne EDF, un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens aux termes desquels elle s'est engagée à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit de tirage sur les centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial,
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

De même, EDF a passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, soit en participant au financement de centrales de production, soit au travers de contrats commerciaux d'achat d'électricité.

Par ailleurs, lors la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé à vendre sur le marché français 6000 MW dans le cadre d'enchères. Cette vente de puissance a été atteinte dès la fin 2003. D'une durée de base de 5 ans, elle pourra être réexaminée avec les autorités européennes début 2006.

De plus, au terme l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter 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 co-générations ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique ou valorisant les

déchets organiques). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés via la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE).

Ces engagements recouvrent également ceux relatifs aux contrats à long terme d'achat de combustibles et de gaz ainsi que ceux relatifs aux contrats signés par la Division aux Combustibles Nucléaires d'EDF.

13.2. Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation

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. Par ailleurs, le Groupe a donné ou reçu des engagements solidaires avec des tiers ou l'une de ses filiales. L'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

		Échéances		
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	631	132	409	90
Engagements sur commandes d'exploitation*	1 582	1 159	365	58
Engagements sur commandes d'immobilisations	2 611	1 619	881	111
Autres engagements liés à l'exploitation	3 515	994	1 937	584
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	**8 339**	**3 904**	**3 592**	**843**
Engagement reçus liés à l'exploitation	**877**	**415**	**169**	**293**

* hors matières premières et énergie

Les garanties de bonne exécution/ bonne fin/ soumission concernent principalement les garanties liées à la construction ou à l'exploitation des centrales mexicaines (204 millions d'euros), chinoises (13 millions d'euros), et laotienne (170 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par le groupe EDF pour un montant de 244 millions d'euros, principalement par EDF Energies Nouvelles et Dalkia International.

Au 31 décembre 2005, les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de matières première et énergie et les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 4 193 millions d'euros (contre 3 440 millions d'euros au 31 décembre 2004), notamment par EDF SA au titre des engagements de commandes d'immobilisations et d'exploitation pour respectivement 1 699 millions d'euros et 1 242 millions d'euros et par Edison pour 338 millions d'euros.

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent principalement :

- L'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 035 millions d'euros (1 087 millions d'euros au 31 décembre 2004).
- Dans le cadre de la mise en place de la couverture de l'exposition au risque dommages causés par la tempête à son réseau de distribution d'électricité en France, le groupe EDF a conclu un contrat avec CDC Ixis Capital Markets aux termes duquel chacune des parties s'engage à indemniser l'autre de la responsabilité qu'elle pourrait encourir au titre de l'émission d'un CAT bond dans la limite d'un montant global maximal de 240 millions d'euros pour chacune des parties. La prime fixe restant à courir au 31 décembre 2005 a, par ailleurs, été valorisée à 61 millions d'euros.
- La prise en compte des engagements d'Edison suite à son intégration dans le groupe EDF (585 millions d'euros).

13.3. Obligations en matière de location simple

Le Groupe est engagé par des contrats de location simple non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Au 31 décembre 2005, le montant des charges et les engagements de loyers irrévocables s'analysent comme suit :

		Échéances		
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
Contrats de location simple	2 458	408	1 405	645
Engagements de location simple — reçus	547	80	351	116

Note 14. Charges de personnel

14.1. Charges de personnel

Les différentes composantes constituant les charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2005	2004 Pro forma	2004
Rémunérations	(6 076)	(5 781)	(5 781)
Charges de sécurité sociale	(1 086)	(878)	(878)
Intéressement et participation	(399)	(287)	(287)
Avantages non monétaires	(330)	(354)	(354)
Autres charges liées avantages CT	(18)	(17)	(17)
Total avantages CT	**(7 909)**	**(7 317)**	**(7 317)**
Total avantages postérieurs à l'emploi	**(1 608)**	**(1 745)**	**(1 444)**
Autres avantages à LT	(10)	7	7
ORS	(329)	—	—
Indemnités de fin de contrat	22	10	10
Autres charges de personnel	**(317)**	**17**	**17**
CHARGES DE PERSONNEL	**(9 834)**	**(9 045)**	**(8 744)**

14.2. Effectifs moyens

	Exercice 2005			Exercice 2004		
	Statut IEG	Autres	Total	Statut IEG	Autres	Total
Cadres	25 616	4 707	30 323	24 915	4 418	29 333
Agents de maîtrise et techniciens	81 498	44 944	126 442	82 854	43 966	126 820
Effectifs moyens	**107 114**	**49 651**	**156 765**	**107 769**	**48 384**	**156 153**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents à temps plein. Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 21 922 équivalents à temps plein.

14.3. Rémunération des dirigeants

Les principaux dirigeants du Groupe sont le président du conseil d'administration, les directeurs généraux délégués et les membres du conseil d'administration externes.

La rémunération attribuée en 2005 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 3,7 millions d'euros au titre des avantages court terme (y compris charges sociales et jetons de présence).

Par ailleurs les dirigeants statutairement rattachés au régime des Industries Electriques et Gazières (IEG) bénéficient des avantages postérieurs à l'emploi que procure ce statut.

Dans le cadre de l'ouverture du capital d'EDF, les dirigeants de l'entreprise ont pu bénéficier des avantages accordés aux salariés : rabais sur le prix des actions, attribution d'actions gratuites et abondement.

Note 15. Autres produits et charges operationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2005	2004 Pro forma	2004
Subventions d'exploitation	1 314	1 571	1 571
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(489)	(563)	(645)
Résultat de déconsolidation	98	—	—
Résultat de cession d'immobilisations	114	81	81
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(30)	(75)	(75)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	(133)	(131)	(131)
Autres produits et autres charges	(184)	(369)	(367)
Autres produits et charges opérationnels	**690**	**514**	**434**

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue par EDF au titre de la « Contribution au Service Public de l'Electricité » (CSPE) instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation. Depuis le 1er janvier 2005, les surcoûts résultant des tarifs de première nécessité et du dispositif pauvreté et précarité sont également pris en compte.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 1 301 millions d'euros en 2005 et de 1 561 millions d'euros en 2004. En 2004, un rectificatif de 157 millions d'euros au titre de 2002 et une régularisation de (55) millions d'euros au titre de 2003 qui avaient été notifiés en 2004 par la CRE avaient été enregistrés dans cette rubrique.

Le produit à recevoir de la CSPE a été estimé sur la base des hypothèses les plus probables appréciées à fin 2005.

Note 16. Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2005 représentent un produit net de 251 millions d'euros qui se compose pour l'essentiel du produit de déconsolidation suite à la cession de 65 % du capital d'EDENOR (189 millions d'euros) ainsi que d'un profit de dilution suite à la restructuration de la dette de Light (59 millions d'euros).

En 2004, l'impact de la soulte libératoire relative à l'assainissement du site de Marcoule a représenté une charge nette de 190 millions d'euros.

Note 17. Resultat financier

17.1. Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2005
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 556)
Inefficacité des couvertures de juste valeur	(47)
Inefficacité des couvertures de flux de trésorerie	(1)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	28
Résultat net de change sur endettement	104
Coût de l'endettement financier brut	**(1 472)**

17.2. Charges d'actualisation

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour fin de cycle, pour déconstruction et pour dépréciation des 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)	2005	2004 pro forma	2004
Provisions avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	(1 147)	(1 028)	(3 565)
Provisions pour fin de cycle, déconstruction et dernier cœur	(1 343)	(1 350)	(1 350)
Autres provisions	(36)	(54)	(54)
Charges d'actualisation	**(2 526)**	**(2 432)**	**(4 969)**

17.3. Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2005
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	57
Produits sur actifs financiers	886
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(329)
Autres charges financières	(464)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	71
Rendement des actifs de couverture	318
Autres produits et charges de l'activité financière	**539**

17.4. Résultat financier de l'exercice 2004

En 2004, le résultat financier se composait des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2004
Frais financiers nets	(1 319)
Résultat de change	(59)
Charge d'actualisation	(4 969)
Rendement des actifs de couverture des avantages du personnel	297
Produits financiers des participations	104
Résultat de déconsolidation	67
Pertes de valeur	(442)
Autres	889
Résultat financier	**(5 432)**

La rubrique « Autres » comprenait notamment la plus-value de cession dégagée sur les titres Total pour 698 millions d'euros.

Note 18. Impots sur les resultats

18.1. Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2005	2004
Impôts exigibles	(1 474)	(1 269)
Impôts différés	23	197
Total	**(1 451)**	**(1 072)**

La charge d'impôt courant provient des filiales pour 915 millions d'euros (notamment RTE EDF Transport, EnBW, EDF International et EDF Energy) et d'EDF SA pour 559 millions d'euros,.

18.2. Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

18.2.1. Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif

En millions d'euros	2005	2004
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**4 619**	**1 580**
Perte de valeur des écarts d'acquisition	29	396
Résultat des sociétés intégrées avant impôt et perte de valeur des écarts d'acquisition	**4 648**	**1 976**
Charge théorique d'impôt	**(1 624)**	**(700)**
Différences de taux d'imposition	84	43
Ecarts permanents	429	146
Impôts sans base	(285)	(103)
Dépréciation d'impôts différés actifs	(23)	(428)
Autres	(32)	(30)
Charge réelle d'impôt	**(1 451)**	**(1 072)**
Taux effectif d'impôt	**31,22 %**	**54,25 %**

La différence entre le taux en vigueur et le taux effectif s'explique essentiellement

- pour 2005 par :
  - l'impact des différences de taux d'imposition, essentiellement sur les filiales du Royaume Uni, EDF Trading et EDF Energy imposées au taux de 30 % ;
  - le dénouement du dossier Edison qui a permis de mettre fin à un risque provisionné dans les comptes de l'exercice 2004. La provision n'ayant pas été déduite fiscalement, sa reprise n'est pas taxable, ce qui se traduit par une charge d'impôt réelle inférieure de 429 millions d'euros à la charge d'impôt théorique ;
  - l'impact du contrôle fiscal d'EDF SA portant sur les exercices 2003 et 2004 qui s'est traduit par un rappel d'impôt sur les sociétés de 458 millions d'euros. En contrepartie, un impôt différé actif a été reconnu à concurrence de 319 millions d'euros, soit un effet net de (139) millions d'euros.
- pour 2004 par :
  - les dépréciations d'impôts différés actifs notamment sur le groupe Light et les filiales mexicaines.
  - l'imputation de la plus-value sur cession des titres Total sur le stock de moins-value à long terme,
  - la non déductibilité de la provision Italenergia Bis.

18.2.2. Variation de l'impôt différé

(en millions d'euros)	Impôt différé actif	Provision pour dépréciation des impôts différés	Impôt différé actif net	Impôt différé passif	Impôt différé net
Situation au 31 décembre 2004	**3 457**	**(2 513)**	**944**	**(2 929)**	**(1 985)**
Effets des normes IAS 32 et 39 à l'ouverture	106	—	106	(288)	(182)
Situation au 1er janvier 2005	**3 563**	**(2 513)**	**1 050**	**(3 217)**	**(2 167)**
Variation des bases	554	29	583	(501)	82
Variations des périmètres	(114)	195	81	(732)	(651)
Ecarts de conversion	247	(242)	5	(49)	(44)
Situation au 31 décembre 2005	**4 250**	**(2 531)**	**1 719**	**(4 499)**	**(2 780)**

18.3. Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31.12.2005	01.01.2005	31.12.2004
Impôts différés Actif :			
Ecarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	788	748	748
Provisions non déductibles	5 339	5 057	5 121
Autres différences temporelles déductibles	1 218	932	794
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	644	533	501
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	1 022	1 599	1 599
Compensation impôts différés actif / passif	(4 761)	(5 306)	(5 306)
Sous-total impôts différés actifs — valeur brute	**4 250**	**3 563**	**3 457**
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(2 531)	(2 513)	(2 513)
Total des impôts différés actifs — valeur nette	**1 719**	**1 050**	**944**
Impôts différés Passif :			
Ecarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 516)	(5 546)	(5 529)
Autres différences temporelles taxables	(1 838)	(1 192)	(921)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 905)	(1 783)	(1 783)
Compensation impôts différés actif / passif	4 760	5 304	5 304
Total des impôts différés Passif	**(4 499)**	**(3 217)**	**(2 929)**
Impôt différé net	**(2 780)**	**(2 167)**	**(1 985)**

18.4. Déficits reportables et crédits d'impôt

Au 31 décembre 2005, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 2 531 millions d'euros.

En raison de leur caractère aléatoire, ces actifs potentiels seront constatés au fur et à mesure de leurs utilisations ultérieures.

18.5. Impôt constaté en capitaux propres

Le montant d'impôt relatif aux éléments imputés dans les capitaux propres durant l'exercice 2005 s'élève à (360) millions d'euros. Ce montant est lié pour (511) millions d'euros à la prise en compte de la fiscalité sur les éléments de résultat latents constatés au titre de l'application des normes IAS 32 et 39 dont (240) millions d'euros au 1er janvier 2005.

Note 19. Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant la part du résultat net revenant au groupe (3 242 millions d'euros en 2005 et 624 millions d'euros en 2004) par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période, ce nombre intégrant tous les mouvements intervenus suite à l'ouverture du capital de EDF SA.

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période.

Ce nombre d'actions prend en compte — comme demandé par IAS 33 — l'impact des instruments dilutifs au sein du groupe, principalement les warrants chez Edison et un emprunt convertible en actions chez Light.

	2005	2004
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (résultat net consolidé) en millions d'euros	3 242	624
Nombre moyen pondéré d'actions	1 648 188 742	1 625 800 000
Résultat net par action en euro	1,97	0,38
Résultat net dilué par action en euro	1,97	0,38

Note 20. Goodwill

Les différentes composantes constituant les écarts d'acquisition des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004
Valeur nette comptable à l'ouverture	**5 371**	**5 699**
Acquisitions	1 824	176
Cessions	(83)	(33)
Pertes de valeur	(29)	(396)
Différences de conversion	81	(13)
Autres mouvements	17	(62)
Valeur nette comptable à la clôture	**7 181**	**5 371**
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(425)	(396)
Valeur brute à la clôture	**7 606**	**5 767**

Les goodwill se répartissent pour 2 478 millions d'euros pour le Royaume-Uni, 1 760 millions d'euros pour l'Allemagne, 2 897 millions d'euros pour les autres filiales européennes (y compris Edison), et 46 millions d'euros pour le reste du monde.

Le goodwill provisoire dégagé à l'occasion de l'entrée dans le périmètre de consolidation de la société Edison s'élève à 1 768 millions d'euros. Il résulte de l'évaluation des actifs Edison à leur valeur de marché nette du coût d'acquisition des titres après prise en compte des dépréciations de titres et juste valeur des dérivés constitués antérieurement à la prise de contrôle.

La réalisation de tests de dépréciation a conduit à constater une perte de valeur des goodwill de 29 millions d'euros en 2005 et une perte de valeur nette des immobilisations de 118 millions d'euros, soit une charge totale « Perte de valeur » de 147 millions d'euros.

Note 21. Autres actifs incorporels

La valeur nette des autres actifs incorporels se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2004	Acquisitions	Cessions	Dotations aux Amortissements	Ecarts de conversion	Autres mouvements	31.12.2005
Valeurs Brutes	**2 075**	**335**	**(44)**	**—**	**30**	**433**	**2 829**
Amortissements cumulés	(787)	—	32	(202)	(16)	30	(943)
Valeurs nettes	**1 288**	**335**	**(12)**	**(202)**	**14**	**463**	**1 886**

Le montant global des dépenses de recherche et développement inscrit au compte de résultat s'élève à 402 millions d'euros, pour l'exercice clos le 31 décembre 2005.

Le montant des autres actifs incorporels créés en interne s'élève à 17 millions d'euros.

Note 22. Immobilisations corporelles

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004
Immobilisations du domaine propre	60 113	57 330
Immobilisations du domaine concédé	38 110	36 741
Immobilisations en cours	3 629	3 232
Immobilisations financées par location-financement	363	342
Immobilisations corporelles	**102 215**	**97 645**

22.1. Variation des immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31.12.2004	**14 602**	**44 513**	**11 506**	**35 786**	**10 191**	**116 598**
Effets de la loi du 9 août 2004	—	—	—	(1 790)	—	(1 790)
Augmentations	225	562	750	1 330	585	3 452
Diminutions	(274)	(504)	(38)	(132)	(523)	(1 471)
Ecarts de conversion	36	—	195	245	279	755
Mouvements de périmètre	412	(24)	3 093	9	(427)	3 063
Autres mouvements	426	163	671	(525)	(75)	660
Valeurs brutes au 31.12.2005	**15 427**	**44 710**	**16 177**	**34 923**	**10 030**	**121 267**
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2004	**(6 693)**	**(27 148)**	**(7 051)**	**(12 481)**	**(5 895)**	**(59 268)**
Effets de la loi du 9 août 2004	—	—	—	1 078	—	1 078
Dotations nettes aux amortissements	(395)	(1 065)	(529)	(997)	(601)	(3 587)
Cessions	162	475	24	126	490	1 277
Ecarts de conversion	(13)	—	(61)	(43)	(69)	(186)
Mouvements de périmètre	28	10	(273)	(96)	(10)	(341)
Autres mouvements	(164)	(47)	(6)	225	(135)	(127)
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2005	**(7 075)**	**(27 775)**	**(7 896)**	**(12 188)**	**(6 220)**	**(61 154)**
Valeurs nettes au 31.12.2004	**7 909**	**17 365**	**4 455**	**23 305**	**4 296**	**57 330**
Valeurs nettes au 31.12.2005	**8 352**	**16 935**	**8 281**	**22 735**	**3 810**	**60 113**

La réalisation de tests de dépréciation a conduit le Groupe à constater au 31 décembre 2005 une perte de valeur nette de 118 millions d'euros de certains actifs corporels du domaine propre.

22.2. Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé (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 31.12.2004	2 631	6 297	50 102	2 149	**61 179**
Effets de la loi du 9 août 2004	—	—	1 790	—	**1 790**
Augmentations (1)	11	27	2 253	96	**2 387**
Diminutions	(14)	(2)	(174)	(109)	**(299)**
Ecarts de conversion	83	37	342	107	**569**
Mouvements de périmètre	(4)	449	—	(637)	**(192)**
Autres mouvements	(383)	(602)	(1)	(417)	**(1 403)**
Valeurs brutes au 31.12.2005	2 324	6 206	54 312	1 189	**64 031**
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2004	(1 579)	(3 380)	(18 368)	(1 111)	**(24 438)**
Effets de la loi du 9 août 2004	—	—	(1 078)	—	**(1 078)**
Dotations nettes aux amortissements	(22)	(92)	(18)	(59)	**(191)**
Cessions	13	2	114	109	**238**
Ecarts de conversion	(4)	(18)	(398)	(61)	**(481)**
Mouvements de périmètre	2	(89)	—	297	**210**
Autres mouvements (2)	324	653	(1 345)	187	**(181)**
Amortissements et pertes nettes de valeur au 31.12.2005	(1 266)	(2 924)	(21 093)	(638)	**(25 921)**
Valeurs nettes au 31.12.2004	1 052	2 917	31 734	1 038	**36 741**
Valeurs nettes au 31.12.2005	1 058	3 282	33 219	551	**38 110**

(1) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.
(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

Le poste « Immobilisations du domaine concédé » comprend les immobilisations concédées situées dans les pays suivants : France, Argentine, Brésil, Côte d'Ivoire et Suisse.

22.3. Obligations en matière de contrats de location-financement

Le Groupe est engagé par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Au 31 décembre 2005, le montant des charges et les engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

		Echéances		
(en millions d'euros)	Total	<1 an	1-5 ans	>5 ans
Contrats de location — financement	276	28	85	163

Note 23. Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées au 31 décembre 2005 est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale[1]	Quote-part des droits de vote détenus	Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2005	Dont quote-part de résultat au 31.12.2005	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2004	Dont Quote-part de résultat au 31.12.2004
		%	%				
Dalkia Holding	S	34,0	34,0	463	20	465	(42)
Estag	P	25,0	20,0	326	15	323	(42)
SSE	D	49,0	49,0	193	20	190	15
Atel	P	21,2	14,4	222	38	189	30
Motor Colombus	P	20,0	22,3	58	(1)	57	(2)
EVN	D	13,7	13,7	268	—	—	—
Edenor	D	25,0	25,0	(17)	(4)	—	—
Finel — ISE	P	—	—	—	19	286	76
Autres titres mis en équivalence	—	—	—	508	75	688	68
Titres mis en équivalence	**—**	**—**	**—**	**2 021**	**182**	**2 198**	**103**

(1) S = services, P = production, D = distribution

A compter du 1er octobre 2005, la société Finel co-détenue par EDF et Edison est intégrée proportionnellement.

Au 31 décembre 2004, et au 30 septembre 2005 pour EVN, les principaux indicateurs audités relatifs aux sociétés mises en équivalence sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total Actif	Total Passif (hors capitaux propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
Dalkia holding[1]	6 697	4 923	4 948	142
Estag	2 014	940	974	56
SSE	228	87	469	41
Atel	4 387	3 084	4 506	204
EVN	4 740	2 454	1 610	144
Edenor	497	494	305	(19)

(1) Données financières consolidées qui intègrent Dalkia Investissement et Dalkia International.

Note 24. Actifs financiers

24.1. Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31.12.2005			01.01.2005		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	6 194	—	6 194	2 829	191	3 020
Actifs financiers disponibles à la vente	4 592	7 135	11 727	2 109	6 858	8 967
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance (*)	22	115	137	9	8	17
Juste valeur positive des dérivés de couverture	737	518	1 255	608	56	664
Prêts et créances financières (*)	345	750	1 095	135	1 005	1 140
ACTIFS FINANCIERS	11 890	8 518	20 408	5 690	8 118	13 808

(*) nets de dépréciation

24.2. Variation des actifs financiers

La variation des actifs financiers après prise en compte des effets du passage aux normes IAS 32 et 39 présentés en note 3.3 s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	01.01.2005	Augmentation	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2005
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 020	321	(206)	2 816	243	6 194
Actifs financiers disponibles à la vente	8 967	3 618	(939)	592	(511)	11 727
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	17	126	(8)	—	2	137
Juste valeur positive des dérivés de couverture	664	34	—	626	(69)	1 255
Prêts et créances financières	1 140	355	(474)	—	74	1 095
ACTIFS FINANCIERS	13 808	4 454	(1 627)	4 034	(261)	20 408

24.3. Détail des actifs financiers

24.3.1. Actifs financiers avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31.12.2005	01.01.2005
Dérivés — juste valeur positive	5 817	2 762
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction (1)	118	148
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option (2)	259	110
Actifs financiers avec variation de juste valeur en résultat	6 194	3 020

(1) la part qualifiée d'actifs liquides est de 148 millions d'euros au 1er janvier 2005 et de 98 millions d'euros au 31 décembre 2005.
(2) la part qualifiée d'actifs liquides est de 161 millions d'euros au 31 décembre 2005.

24.3.2. Actifs financiers disponibles à la vente

	31.12.2005			01.01.2005		
(en millions d'euros)	Actions	Titres de dettes	Total	Actions	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés	2 163	1 214	3 377	1 584	977	2 561
Actifs liquides	3 390	932	4 322	1 399	696	2 095
Autres titres	2 586	1 442	4 028	2 529	1 782	4 311
Actifs financiers disponibles à la vente	8 139	3 588	11 727	5 512	3 455	8 967

Au cours de l'exercice 2005, 487 millions d'euros de variations de juste valeur nets d'impôt ont été enregistrés en capitaux propres. 19 millions d'euros nets d'impôt ont été recyclés des capitaux propres en résultat au titre des cessions et dépréciations d'actifs disponibles à la vente.

24.3.2.1. Composition du portefeuille d'actifs dédiés de EDF SA

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF SA est constitué d'actifs financiers dédiés à la couverture des charges de long terme liées à la déconstruction des centrales nucléaires et à l'aval du cycle du combustible (voir note 31.3.3). L'entreprise a souhaité que ces actifs soient clairement identifiables et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise.

Ces actifs gérés dans une optique de long terme sont composés de placements diversifiés obligataires, actions et monétaires, conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration de l'entreprise, révisable périodiquement sous le contrôle du Comité d'Audit.

Une partie de ces placements constitués d'actions et d'obligations est actuellement détenue et gérée directement par EDF et figure en tant que telle à son bilan. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif.

Les fonds réservés doivent respecter l'évolution d'un indice boursier de référence dans le cadre d'une limite stricte de risque exprimée sous forme de « tracking error ». EDF n'intervenant pas dans la gestion opérationnelle des fonds à l'intérieur des objectifs fixés par les conventions d'investissement, la consolidation ligne à ligne des fonds réservés ne traduirait pas l'objectif de gestion recherché. Ces fonds constituent des actifs financiers à part entière dont la valeur liquidative représente leur valeur de marché. En conséquence, ils sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés en détaillant plus particulièrement l'évolution des valeurs liquidatives des fonds réservés.

(en millions d'euros)	Juste valeur 31.12.2005	Juste valeur 01.01.2005
Actions Amérique du Nord	534	408
Actions Europe	385	277
Actions Japon	135	84
Obligations Monde	245	210
Total des Fonds Communs de Placements réservés	**1 299**	**979**
Actions	188	152
Obligations	1 214	977
Autres OPCVM	676	453
Total Autres placements financiers	**2 078**	**1 582**
Total des titres Actifs dédiés	**3 377**	**2 561**

24.3.2.2. Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (OPCVM monétaires, obligations gouvernementales, titres de créances négociables).

24.3.2.3. Autres titres

Au 31 décembre 2005, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW de 1 421 milions d'euros d'actifs disponibles à la vente — titres de dettes dont 1 063 millions d'euros de fonds réservés et de 1 152 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente — actions dont 814 millions d'euros de fonds reservés ;
- chez EDF SA de titres AREVA pour 348 millions d'euros.

24.4. Juste valeur des instruments financiers hors dérivés

	31.12.2005	
(en millions d'euros)	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	137	137
Prêts et créances financières	1 425	1 095
Instruments financiers hors dérivés	**1 562**	**1 232**

24.5. Engagements liés aux investissements

Au 31 décembre 2005, les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

		Échéances		
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1–5 ans	> 5 ans
Engagements d'acquisition de titres	4 069	999	733	2 337
Engagements de cession de titres	697	536	161	—
Autres engagements donnés liés aux investissements	464	28	426	10
Autres engagements reçus liés aux investissements	30	20	10	—

24.5.1. Engagements d'acquisition de titres

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000.

  A partir du 1er janvier 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses actions soit 62 514 267 actions pour un prix unitaire de 37,14 euros.

  Le montant de cette option est estimé à 2 322 millions d'euros au 31 décembre 2005.

  D'autres accords conclus entre EDF International et OEW précisent que OEW dispose d'une option de vente portant sur 5,94 % des actions EnBW qui pourra être exercée entre le 28 janvier 2005 et le 30 novembre 2006. Le montant de cet engagement est estimé à 485 millions d'euros au 31 décembre 2005.
- Signature des accords permettant de monter au capital de Motor Colombus — Atel

Le 29 septembre 2005, EDF SA a conclu l'acquisition, pour un montant de 403 millions de francs suisses, de 17,3 % du capital détenu par UBS dans Motor Colombus, qui détient 58,5 % du capital d'Atel, et consolide ainsi sa position en Suisse. A l'issue de cette opération, EDF SA détiendra 37,3 % du capital de Motor Colombus.

Par la suite, les accords signés prévoient la fusion de Motor Colombus et d'Atel dans une nouvelle structure à l'actionnariat équilibré et à majorité suisse. A terme, EDF SA détiendra une participation minoritaire de l'ordre de 25 % dans cette nouvelle structure.

La signature des accords a recueilli l'approbation du Conseil d'administration d'EDF du 21 septembre 2005. Leur réalisation est soumise à l'approbation des autorités de la concurrence compétentes.

Le mode de consolidation d'Atel par mise en équivalence sera maintenu et l'impact sur les comptes du Groupe ne sera pas significatif.

- Divers options ou accords pris par EDF International (243 millions d'euros) et par EnBW sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique (439 millions d'euros).
- Engagements pris par EDEV SA relatifs à EDF Energies Nouvelles

  Le 16 décembre 2002 EDEV SA a acquis 170 419 titres de la société SIIF-Energies (devenue en 2004 EDF Energies Nouvelles) et a porté ensuite sa participation totale à 49,73% par une augmentation de capital. Un usufruit au bénéfice d'EDEV SA avait par ailleurs été mis en place sur 20 181 titres, afin de permettre à EDEV SA de disposer de 50 % des droits de vote. Par deux acquisitions d'actions en nu-propriété, en date du 25 janvier 2005 et de 13 décembre 2005, EDEV a reconstitué la pleine propriété de ces 20 181 titres et a ainsi porté sa participation à 50 % du capital et des droits de vote.

  La parité en capital et le contrôle de 50 % des droits de vote sont garantis à EDEV par l'attribution de 380 000 BSA (Bons de souscription d'actions). Les BSA émis lors de l'assemblée générale de décembre 2002 ont été annulés et remplacés par un nombre identique de BSA émis par l'assemblée générale du 19 octobre 2005. Ces BSA ont été émis pour 0,01 euro et permettent la souscription de 380 000 actions, à 88,17 euro par action. Ils sont exerçables jusqu'au 31 décembre 2009.

  En 2002, les actionnaires ont déclaré leur intention de procéder à terme à une introduction en Bourse de la société et cette intention a été confirmée lors du conseil d'administration de la société du 15 juin 2005.

  Si par la suite EDEV SA devait s'opposer à cette mise en Bourse, les autres actionnaires bénéficieraient, sous certaines conditions, d'une promesse d'achat de leurs titres consentie par EDEV, exerçable du 1er au 31 décembre 2008 et EDEV bénéficierait aussi d'une promesse de vente sur ces mêmes titres, exerçable à partir du 1er janvier 2009 et jusqu'au 31 décembre 2009. Le coût d'acquisition de ces titres, s'ils étaient acquis aujourd'hui, serait de l'ordre de 300 millions d'euros.

  Enfin, EDEV s'est engagé, sous réserve que certaines conditions soient remplies, à financer par des fonds propres tout ou partie de projets développés par EDF Energies Nouvelles, pour un montant total qui ne dépasse pas 150 millions d'euros. Au 31 décembre 2005, EDEV a accordé 83 millions d'euros (soit 41 millions d'euros en quote-part) de financements de cette nature.
- Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF SA une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF SA viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF SA a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF SA serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF SA. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

L'option d'achat dont disposait EDF SA lui permettant de porter sa participation à 50 % du capital de Dalkia, a expiré le 30 septembre 2005.

24.5.2. Engagements de cession de titres

EDF International dispose d'une option de vente conclue avec Edison sur sa participation dans Finel (40%). Cette option a été exercée à hauteur de 20 % au 1er décembre 2005 et s'éteindra au plus tard le 31 décembre 2006. Le prix de sortie des 20 % résiduels est estimé à 20 % de la valeur de la société à cette date et, pour un prix minimum de 150 millions d'euros.

Le 18 septembre 2005, le groupe EDF a signé avec le groupe espagnol FCC un accord pour la cession de sa filiale autrichienne A.S.A. au groupe espagnol FCC, dans le cadre de la mise en œuvre de son projet industriel de recentrage de ses activités cœur de métier et sur les pays au centre de sa stratégie européenne dans le secteur de l'énergie. La réalisation effective de cette cession, qui devrait intervenir début 2006 pour 229 millions d'euros, est soumise à l'approbation des autorités de la concurrence compétentes.

Le 29 novembre 2005, le Groupe a signé avec Tanjong Energy un accord de cession des deux centrales thermiques de production d'électricité en Egypte et de la société qui les exploite. La réalisation effective de cette cession, qui devrait intervenir début 2006 pour 307 millions de dollars, est soumise à la mise en œuvre des conditions convenues entre les parties ainsi qu'à l'approbation des autorités compétentes.

24.5.3. Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit de garanties données dans le cadre de cessions (348 millions d'euros), principalement la cession de Tecnimont par Edison, et de garanties d'investissement données par ECW et Dalkia International (116 millions d'euros).

Par ailleurs, le Groupe EDF, via ses filiales TIRU et EDF Energies Nouvelles, a reçu divers engagements pour 30 millions d'euros.

Note 25. Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie de stocks est la suivante :

(en millions d'euros)	Combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières premières	En cours de production de biens et services	Autres stocks	Total stocks
Valeur brute	5 431	445	1 020	160	109	7 165
Provisions	(258)	(5)	(200)	(24)	—	(487)
Valeur nette au 31/12/2004	**5 173**	**440**	**820**	**136**	**109**	**6 678**
Valeur brute	5 312	565	916	153	148	7 094
Provisions	(213)	(5)	(158)	(23)	—	(399)
Valeur nette au 31/12/2005	**5 099**	**560**	**758**	**130**	**148**	**6 695**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustibles nucléaires, à hauteur de 3 792 millions d'euros.

Note 26. Clients et comptes rattaches

La valeur nette des créances clients est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2005	01.01.2005	31.12.2004
Clients et comptes rattachés excluant EDF Trading — valeur brute	15 271	12 992	12 536
Clients et comptes rattachés de EDF Trading — valeur brute	1 480	1 414	3 919
Provisions	(630)	(673)	(673)
Clients et comptes rattachés — valeur nette	**16 121**	**13 733**	**15 782**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Note 27. Autres debiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	Comptes courants d'exploitation	Charges constatées d'avance	Autres créances	Autres débiteurs
Au 31 décembre 2004 :				
Valeurs brutes	311	679	3 666	4 656
Provisions	(20)	—	(85)	(105)
Valeurs nettes au 31.12.2004	**291**	**679**	**3 581**	**4 551**
Au 1er janvier 2005 :				
Valeurs brutes	311	650	3 581	4 542
Provisions	(20)		(28)	(48)
Valeurs nettes au 01.01.2005	**291**	**650**	**3 553**	**4 494**
Au 31.12.2005 :				
Valeurs brutes	262	817	3 405	4 484
Provisions	(13)	—	(26)	(39)
Valeurs nettes au 31.12.2005	**249**	**817**	**3 379**	**4 445**

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'Etat et les collectivités publiques.
Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

Note 28. Tresorerie et equivalents de tresorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. 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)	31.12.2005	01.01. 2005	31.12.2004
Disponibilités	1 060	1 502	1 404
Equivalents de trésorerie	5 813	2 148	1 593
Comptes courants financiers	347	170	153
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**7 220**	**3 820**	**3 150**

A fin décembre 2005, cette rubrique intègre le placement temporaire de l'augmentation de capital.

Note 29. Actifs et passifs detenus en vue de leur vente

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement les sociétés EDF Port Saïd, EDF Port Suez et ASA Holding AG et sont détaillés ci-après :

(en millions d'euros)	Total
Actifs détenus en vue de leur vente	**728**
Actifs immobilisés	558
Autres actifs non courants	38
Actifs courants (hors trésorerie)	103
Trésorerie	29
Passifs détenus en vue de leur vente	**592**
Passifs financiers non courants	391
Autres passifs non courants	28
Passifs financiers courants	72
Autres passifs courants	101

Note 30. Capitaux propres

Le capital social d'EDF a évolué comme suit au cours de l'exercice :

(en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale	Capital social
Capital social au 01.01.2005	**1 625 800 000**	**5**	**8 129 000 000**
Réduction de la valeur nominale:	**1 625 800 000**	**(4,5)**	**(7 316 100 000)**
Capital social après réduction	**1 625 800 000**	**0,5**	**812 900 000**
Souscription d'actions nouvelles dans le cadre du Placement Global Garanti	58 239 399	0,5	29 119 700
Souscriptions d'actions nouvelles dans le cadre de l'Offre à Prix Ouvert	129 629 629	0,5	64 814 815
Exercice des bons de souscription d'actions au titre de l'option de sur-allocation	8 502 062	0,5	4 251 031
Augmentations de capital	**196 371 090**	**0,5**	**98 185 545**
Capital social au 31.12.2005	**1 822 171 090**	**0,5**	**911 085 545**

Le 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a fait usage de l'autorisation qui lui avait été donnée par l'assemblée générale extraordinaire du 31 août et a réduit le capital social.

Le 18 novembre 2005, le Conseil d'administration a constaté les augmentations de capital portant le capital social de 812.900.000 à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, les banques ont exercé l'option de sur-allocation. Le capital a ainsi été porté à 911.085.545 euros.

Au 31 décembre 2005, le capital social s'élève à 911 085 545 euros, composé de 1 822 171 090 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,5 euros chacune, détenues à 87,3 % par l'état français, 10,8 % par le public (institutionnels et particuliers) et 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe (voir note 4.20).

Les frais externes directement liés aux augmentations de capital s'élèvent à 219 millions d'euros (142 millions d'euros net d'impôt). Ils ont été imputés sur la prime d'émission.

Note 31. Provisions

31.1. Répartition courant / non courant des provisions

La répartition entre la part non-courante et la part courante des provisions se présente comme suit :

	31.12.2005			01.01.2005		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	834	13 918	14 752	818	13 494	14 312
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	229	12 907	13 136	271	12 367	12 638
Provisions pour avantages du personnel	1 601	12 971	14 572	884	13 620	14 504
Autres provisions	1 411	2 178	3 589	2 552	746	3 298
Provisions	**4 075**	**41 974**	**46 049**	**4 525**	**40 227**	**44 752**

31.2. Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire

La variation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire se répartit comme suit au 31 décembre 2005 :

			Diminutions			
(en millions d'euros)	31.12.2004	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet	Autres Variations	31.12.2005
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 408	1 056	(624)	(13)	(491)	10 336
Provisions pour évacuation et stockage	3 904	288	(102)	(126)	452	4 416
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	**14 312**	**1 344**	**(726)**	**(139)**	**(39)**	**14 752**

31.2.1. Provisions pour retraitement du combustible nucléaire d'EDF SA

Pour EDF SA, cette provision couvre principalement les prestations suivantes :

- le transport des centres de production à l'usine COGEMA de La Hague, la réception, l'entreposage et le traitement du combustible irradié issu des différentes filières (dont le conditionnement des déchets et leur entreposage),
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non recyclé,
- la reprise et le conditionnement des déchets anciens issus du site de La Hague,
- la participation à la mise à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations de retraitement de La Hague.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2005, se montent à 17 198 millions d'euros (16 311 millions d'euros au 31 décembre 2004). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée au 31 décembre 2005 pour un montant de 9 993 millions d'euros (9 593 millions d'euros au 31 décembre 2004).

L'évaluation de cette provision est basée sur le contrat signé le 24 août 2004 entre EDF et COGEMA qui couvre la période 2001-2007, y compris pour les quantités qui seront retraitées au-delà de 2007.

En ce qui concerne le retraitement du combustible de Creys-Malville, la provision est fondée sur l'option d'un retraitement de l'ensemble du combustible appartenant à EDF dans des installations spécialement aménagées et qualifiées à cet effet, après un entreposage de longue durée sur le site de Creys-Malville.

Des négociations se poursuivent actuellement entre EDF et COGEMA sur les points suivants :

- les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations contractuelles actuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement (RCD) des déchets anciens,
- les conditions techniques et économiques d'un futur accord pour le retraitement des combustibles irradiés au-delà de 2007.

Dans l'attente d'un accord, ces points font l'objet d'hypothèses prudentes établies par les experts de l'entreprise :

- l'assiette et la quote-part d'EDF pour le démantèlement des installations de La Hague, de même que l'échéancier des dépenses prévisionnelles et les taux d'inflation et d'actualisation sont fondés sur des données ayant fait l'objet d'un accord entre EDF et COGEMA fin septembre 2003,
- les données relatives aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets (RCD) sont évaluées sur la base d'éléments partagés avec COGEMA.

Enfin, EDF, la COGEMA et le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) ont conclu courant 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 versait 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 leur coût de transport et de stockage. Le règlement au CEA s'est échelonné de fin 2004 à début janvier 2006.

Au 31 décembre 2004, l'effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule avait été isolé sur la ligne « autres produits et charges d'exploitation » du compte de résultat pour un montant de (190) millions d'euros.

31.2.2. Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs d'EDF SA

Pour EDF SA, cette provision concerne les dépenses relatives à :

- la surveillance du Centre de stockage de la Manche, ainsi que la couverture et la surveillance du Centre de l'Aube, qui reçoivent les déchets de faible activité à vie courte issus de la maintenance des centrales et de la déconstruction,
- l'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets de faible activité à vie longue, ainsi que les études associées,
- la gestion à long terme des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL relevant de la loi du 30 décembre 1991) produits à La Hague et Marcoule (pour la part revenant à EDF).

La gestion des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) issus du traitement des combustibles usés d'EDF constitue la part la plus importante de la provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs. Pour évaluer les charges futures relatives à la gestion à long terme de ces déchets, EDF a retenu l'hypothèse de la mise en œuvre d'un stockage géologique, conformément aux pratiques internationales. Cette hypothèse apparaît de plus cohérente avec les conclusions tirées par la Commission Nationale d'Evaluation (CNE) des travaux de recherche menés dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991.

Jusqu'au 31 décembre 2004, l'échéancier des dépenses prévisionnelles était constitué sur la base de l'évaluation d'un coût de stockage industriel établie et communiquée par l'Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) en 1996.

En 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, APE et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2005, se montent à 11 498 millions d'euros (7 783 millions d'euros au 31 décembre 2004). Compte tenu du nouvel échéancier prévisionnel de décaissements, qui a été allongé, d'un taux d'inflation de 2 %, et d'un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée à fin décembre 2005 pour un montant de 3 894 millions d'euros, sensiblement équivalent au montant à fin 2004 (3 865 millions d'euros).

Les quantités prises en compte incluent les déchets existants et ceux qui seront produits à l'issue du traitement de l'ensemble des tonnes irradiées au 31 décembre 2005.

31.2.3. Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 865 millions d'euros comprennent essentiellement l'élimination des combustibles irradiés et des déchets radioactifs du groupe EnBW.

Depuis le 1er juillet 2005, les éléments de combustibles en fin de cycle sont désormais confinés sur le site même de la centrale, pour un stockage intermédiaire, avant d'être transférés au site de stockage final exploité par l'Etat allemand. Les provisions pour ce stockage sont calculées en fonction de critères définis par des organismes habilités par le gouvernement fédéral allemand.

31.3. Provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

La variation des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartit comme suit au 31 décembre 2005 :

			Diminutions			
(en millions d'euros)	31.12.2004	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet	Autres Variations	31.12.2005
Provisions pour déconstruction des centrales	10 997	580	(161)	(12)	114	11 518
Provisions pour dépréciation des derniers cœurs	1 641	81	—	(99)	(5)	1 618
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**12 638**	**661**	**(161)**	**(111)**	**109**	**13 136**

31.3.1. Provisions pour déconstruction des centrales d'EDF SA

En ce qui concerne EDF SA, cette rubrique concerne la déconstruction :

- des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération de la filière UNGG et autres filières y compris centrale de Creys-Malville),
- des centrales thermiques à flamme.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2005, se montent à 21 279 millions d'euros (20 923 millions d'euros au 31 décembre 2004). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, les coûts de l'ensemble des centrales ont été provisionnés en valeur actualisée au 31 décembre 2005 pour 10 248 millions d'euros (9 856 millions d'euros au 31 décembre 2004).

31.3.1.1. Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF SA

- Pour les centrales en exploitation (filière REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4) une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites soient remis en état et que les terrains puissent être réutilisés.

  L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction des centrales nucléaires est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de l'entreprise prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements.

  Un actif est créé en contrepartie de la provision aux conditions précisées en note 4.19.

  En application du principe de non-compensation des actifs et des passifs pour l'estimation des provisions pour risques et charges, un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

- Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement, la provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une inter-comparaison réalisée par l'Entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.
- Les coûts de déconstruction des centrales de Phénix et de Brennilis sont également provisionnés pour la part EDF et figurent sous cette rubrique. EDF et le CEA ont engagé des discussions en vue de simplifier l'exercice des responsabilités respectives d'EDF et du CEA relatives au démantèlement des installations de Brennilis et de Phenix et au devenir des combustibles irradiés des deux installations. L'issue de ces discussions ne devrait pas avoir d'impact significatif sur les comptes de EDF.

31.3.1.2. Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF SA

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont basées sur des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir, 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.

EDF a décidé, avec effet au 1er janvier 2005, d'allonger la durée d'amortissement de certaines de ses installations thermiques à flamme *continentales* pour la porter de 30 à 45 ans (voir note 4.2).

31.3.2. Provisions pour déconstruction des centrales des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent les centrales classiques en Europe mais aussi le parc de centrales nucléaires d'EnBW. Pour ces dernières, l'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels ainsi que les coûts futurs s'appuient sur le plan de déconstruction élaboré par les experts externes et prennent en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour en Allemagne. Les dépenses sont calculées sur la base du scénario de démantèlement direct des installations.

31.3.3. Provision pour dépréciation des derniers cœurs

Pour EDF SA, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composantes constaté au 30 novembre 2005,
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore provisionnée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les paramètres retenus au 31 décembre 2005 pour les provisions relatives au retraitement du combustible usé et à l'évacuation et au stockage des déchets.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision aux conditions précisées à la note 4.19.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2005, se montent à 3 419 millions d'euros (3 509 millions d'euros au 31 décembre 2004). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée à fin décembre 2005 pour un montant de 1 597 millions d'euros (1 617 millions d'euros au 31 décembre 2004).

Facteurs de sensibilité des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

Compte-tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 31.2 et 31.3, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une ré-estimation 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 l'entreprise. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Au 31 décembre 2005, la seule révision significative d'hypothèses concerne la provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs pour laquelle les coûts et les délais ont été revus à la suite des conclusions du groupe de travail présidé par la DGEMP (voir note 31.2.2).

Sécurisation du financement des obligations de long terme

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF met en place progressivement un portefeuille d'actifs réservés au nucléaire et plus précisément à la déconstruction des centrales actuellement en activité et au stockage sur longue période des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (Cf. note 24.3.2.1).

En septembre 2005, EDF a décidé :

- d'intégrer dans l'assiette de constitution des actifs dédiés, les centrales à l'arrêt déjà en cours de dé-construction et la part de la provision pour dernier cœur correspondant au retraitement du combustible et à l'évacuation et au stockage des déchets correspondants,
- d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés de manière à ce que leur encours soit, fin 2010, au niveau de celui des provisions concernées.

Au 31 décembre 2005, ce portefeuille se monte à 3 377 millions d'euros en valeur brute.

31.4. Avantages du personnel

31.4.1. Variation des provisions

La variation des provisions pour avantages du personnel se répartit comme suit au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	31.12.2004	Augmentations	Diminutions: Provisions utilisées	Diminutions: Provisions Excédentaires ou devenues sans objet	Autres Variations	31.12.2005
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	14 135	1 526	(1 530)	—	36	14 167
Provisions autres avantages à long terme du personnel	369	79	(54)	(2)	13	405
Provisions pour avantages du personnel	14 504	1 605	(1 584)	(2)	49	14 572

(en millions d'euros)	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste de l'Europe	Reste du Monde	Total
Provisions au 31.12.2004	**11 768**	**506**	**1 871**	**116**	**243**	**14 504**
Utilisation	(1 413)	(113)	(88)	(6)	(20)	(1 640)
Modification de périmètre	—	—	(90)	38	—	(52)
Dotations nettes	1 350	58	133	29	31	1 601
Autres	43	27	(36)	57	68	159
Provisions au 31.12.2005	11 748	478	1 790	234	322	14 572

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2004 résulte de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés et aux prestations versées ainsi que de l'intégration d'Edison.

31.4.2. Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

31.4.2.1. Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises, allemandes et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 3,7 milliards d'euros au 31 décembre 2005, contre 2,9 milliards d'euros au 31 décembre 2004.

Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

31.4.2.2. Filiales françaises relevant du régime des IEG

- Retraites

Concernant le régime des IEG, les engagements au 31 décembre 2004 tenaient compte des effets de la réforme du financement du régime spécial des retraites (décrite dans la note au paragraphe 7.1), intervenue au 31 décembre 2004. Celle-ci avait pour effet de reprendre les provisions constituées à l'ouverture pour un montant de 49 755 millions d'euros. Cette reprise était enregistrée en capitaux propres à fin 2004, l'État étant l'unique actionnaire de EDF SA et acteur de la réforme. Le compte de résultat enregistrait la charge de retraite avant réforme. Pour EDF SA, l'engagement au 31 décembre 2004 après réforme était ainsi de 13 965 millions d'euros, auxquels s'ajoutaient les dettes relatives aux soultes, contributions de maintien de droits constatées en 2004 pour 3 683 millions d'euros. L'évaluation tenait compte des frais de gestion de la CNIEG à la charge de l'entreprise.

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières sont entrées en vigueur au 1er janvier 2005.

Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi

En complément des retraites d'autres avantages sont consentis aux inactifs. Ils se détaillent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004
Avantages en nature énergie	1 331	1 133
Indemnités de fin de carrière	521	488
Complément exceptionnel de retraite	359	338
Indemnités de secours immédiat	286	262
Indemnités de congés exceptionnels	188	177
Indemnités compensatrices de fin d'études	36	36
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles des agents en inactivité	691	663
Aide bénévole amiante	18	16
Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi	**3 430**	**3 113**

- les avantages en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Electriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. L'engagement de EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de Gaz de France correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. A cet élément s'ajoute la soulte reçue représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Gaz de France.

- les indemnités de fin de carrière

Les indemnités de fin de carrière 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 complément exceptionnel de retraite

Le complément exceptionnel de retraite est une allocation complémentaire versée annuellement aux retraités et à leurs ayants droit. Régi par un accord spécifique signé par certaines entreprises de la Branche, il n'est donc pas dicté par le statut national du personnel des Industries Electriques et Gazières, mais résulte de décisions des Présidents d'EDF et de Gaz de France, reconduites depuis 1987 et publiées tous les 3 ans.

- les indemnités de secours immédiat

Les indemnités de secours immédiat au décès ont 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). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

- les indemnités de congés exceptionnels

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 leurs activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

- les rentes accidents du travail et maladies professionnelles pour les agents inactifs

A 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. Ces

prestations relèvent du Livre IV du Code de la Sécurité Sociale. Elles couvrent l'ensemble des salariés et des ayants-droit d'un salarié, décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

- Autres avantages

Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de fin d'études ainsi que l'aide bénévole amiante.

- La couverture maladie

L'appartenance d'EDF et de certaines de ses filiales françaises à la branche des Industries Electriques et Gazières induit de fait son adhésion au régime spécial de sécurité sociale de la branche.

Dans ce cadre, la couverture maladie des actifs et des retraites est assurée à titre obligatoire par ce régime qui offre :

- les prestations de base du régime général, soit du régime de la sécurité sociale,
- des prestations complémentaires.

Le fonctionnement de ce régime, en particulier les règles régissant la cotisation des membres agents actifs et inactifs et employeurs, et sa gestion, est régi par le statut en vigueur au sein des IEG. Ainsi, jusque début 2005, les entreprises de la branche contribuaient au financement du régime à parité avec les assurés, tant pour le personnel actif que pour les retraités, les taux de cotisations étant fixés par décrets.

Suite à des négociations menées sur le deuxième semestre 2004, des dispositions réglementaires entérinées par décret le 15 février 2005 ont conduit à adapter le financement du régime de couverture et sont venues modifier le statut des IEG et le taux de cotisations des employeurs et des agents.

Ces dispositions conduisent à :

- la création de deux sections comptables (actifs / retraités), équilibrées de manière séparée, avec maintien de la solidarité des salariés actifs envers les retraités, grâce à une cotisation spécifique, acquittée par les seuls salariés et dont le taux est figé,
- la suppression de toute participation des entreprises au financement de la section des retraités ; les employeurs financent désormais 65 % des cotisations au titre des actifs.

Au 31 décembre 2004, les caractéristiques du régime auraient nécessité un calcul d'engagements sur la base des prestations servies. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, cet engagement ne peut être évalué.

Du fait de la réforme du financement du régime, l'entreprise n'a plus d'engagement à ce titre à compter de l'exercice 2005.

31.4.3. Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel en activité qui relève des IEG, ils s'élèvent à 278 millions d'euros au 31 décembre 2005 et comprennent :

- les rentes accidents du travail et maladies professionnelles,
- les médailles du travail,
- les rentes d'invalidité.

31.4.4. Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et aux avantages à long terme des IEG sont résumées ci dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élevait à 4,5 % au 1er janvier 2005 et a été ramené à 4,25 % au 31 décembre 2005. Le passage du taux d'actualisation de 5 % à 4,5 % au 31 décembre 2004 puis à 4,25 % au 31 décembre 2005 a fait naître un écart actuariel de 2,1 milliards d'euros au 31 décembre 2005.
- L'évolution du salaire national de base (SNB) est estimée à 2 %.
- Les taux d'augmentation des salaires, hors évolution du SNB, ont été déterminés à partir d'une régression quadratique sur les données 1995 à 2000.

31.4.4.1. Variation de la valeur actualisée de l'obligation

(en millions d'euros)	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
Engagements au 01.01.2005	**17 357**	**3 317**	**1 983**	**202**	**475**	**23 334**
Coût des services rendus	638	75	30	25	—	768
Charges d'intérêt	812	178	93	5	59	1 147
Perte et gains actuariels	810	348	225	26	(25)	1 384
Réduction ou liquidation de régime	—	9	—	(1)	—	8
Prestations versées	(913)	(151)	(89)	(15)	—	(1 168)
Autres	44	83	(97)	75	141	246
Engagements au 31.12.2005	**18 748**	**3 859**	**2 145**	**317**	**650**	**25 719**
— Valeur actuelle des actifs investis	(4 908)	(3 239)	(47)	(87)	(325)	(8 606)
— Ecarts actuariels non reconnus	(2 092)	(142)	(308)	4	(3)	(2 541)
Provisions constituées	**11 748**	**478**	**1 790**	**234**	**322**	**14 572**

31.4.4.2. Variation de la valeur actualisée des actifs de couverture

(en millions d'euros)	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	(4 262)	(2 689)	(6)	(77)	(212)	(7 246)
Rendement escompté des actifs	(100)	(195)	—	(1)	(28)	(324)
Primes nettes	(645)	(113)	—	—	(20)	(778)
Pertes et gains actuariels	(46)	(325)	—	(17)	2	(386)
Prestations payées par les actifs de couverture	145	151	1	9	—	306
Autres	—	(68)	(42)	(1)	(67)	(178)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	**(4 908)**	**(3 239)**	**(47)**	**(87)**	**(325)**	**(8 606)**

31.4.5. Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004
Coût des services rendus de l'exercice	(768)	(1 618)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 147)	(3 565)
Rendement escompté des actifs de couverture	324	297
Pertes et gains actuariels comptabilisés	12	(2)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	8	39
Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi	**(1 571)**	**(4 849)**

31.5. Autres provisions

La variation des autres provisions se répartit comme suit au 31 décembre 2005 :

					Diminutions			
(en millions d'euros)	31.12.2004	Retraitements IAS 32 / 39	01.01.2005	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet	Autres Variations	31.12.2005
Provisions pour risques liés aux participations	1 283	(1 250)	33	1	(28)	—	9	15
Provisions pour risques fiscaux	105	—	105	5	(5)	—	86	191
Provisions pour restructuration	77	—	77	2	(34)	(3)	2	44
Autres provisions	3 086	(3)	3 083	822	(391)	(190)	15	3 339
Autres provisions	**4 551**	**(1 253)**	**3 298**	**830**	**(458)**	**(193)**	**112**	**3 589**

31.5.1. Provisions pour risques liés aux participations

Au cours des exercices 2003 et 2004, une provision pour dépréciation des titres IEB de 45 millions d'euros et une provision pour risques sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente de titres IEB et Edison (voir note 30.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2003) de 1 250 millions d'euros ont été comptabilisées.

Cette révision résultait de la valorisation à la juste valeur des engagements de rachat exerçables. Au 1er janvier 2005, cette provision a été reclassée en application des normes IAS32 et IAS39 en passif financier dans la rubrique « juste valeur négative des dérivés de transaction » à hauteur de 1 227 millions d'euros.

A la suite de la prise de contrôle d'Edison, la provision a été reprise et est venue s'affecter en diminution du goodwill provisoire (voir note 6.5.3).

31.5.2. Autres provisions

Cette rubrique inclut notamment :

- une provision de 317 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF SA des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (Face) restant à réaliser au cours des exercices à venir ;
- une provision de 340 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires ;
- une provision pour litige avec des organismes sociaux de 250 millions d'euros ;
- les provisions pour contrats onéreux à hauteur de 444 millions d'euros.

31.5.3. Passifs éventuels

- Rejets de la centrale de Saint Chamas dans l'étang de Berre :

Depuis 1999, un Syndicat Professionnel a commencé une action judiciaire à l'encontre d'EDF du fait de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Saint-Chamas.

La régularisation définitive de la situation de la centrale de Saint Chamas est tributaire de l'issue des discussions entre le gouvernement français et la Commission européenne relatives aux modalités d'exécution de l'arrêt de la Cour de Justice des Communautés Européennes.

Ces propositions pourraient conduire à une diminution de l'activité de la centrale ; EDF pourrait le cas échéant demander une indemnisation à l'Etat si l'équilibre économique de la concession devait être bouleversé.

- Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant le mode de rémunération des astreintes à domicile ainsi que le calcul et la mise en œuvre des temps de repos.

A la date d'arrêté des comptes, EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers de l'entreprise.

Note 32. Passifs specifiques des concessions

La variation des passifs spécifiques des concessions s'analyse comme suit au 31 décembre 2005 :

	31.12.2004	Effets de la loi du 9 août 2004	Variation de la période	31.12.2005
Contre-valeur biens	16 857	16 310	1 362	34 529
Financement concessionnaire non amorti	—	(16 302)	(950)	(17 252)
Droits sur biens existants — valeur nette	**16 857**	**8**	**412**	**17 277**
Amortissement financement du concédant	1 859	4 542	397	6 798
Provision pour renouvellement	**14 978**	**(4 573)**	**427**	**10 832**
Droits sur biens à renouveler	**16 837**	**(31)**	**824**	**17 630**
Passifs spécifiques des concessions	**33 694**	**(23)**	**1 236**	**34 907**

L'impact des retraitements intervenus du fait de la mise en œuvre de la loi du 9 août 2004 au 1er janvier 2005 est détaillé pour EDF SA dans la note 6.1.3. Le reliquat est principalement constitué par Electricité de Strasbourg.

Note 33. Passifs financiers courants et non courants

33.1. Répartition courant / non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	31.12.2005			01.01.2005		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	23 318	6 399	29 717	20 300	5 609	25 909
Juste valeur négative des dérivés de transaction	—	5 269	5 269	—	3 904	3 904
Juste valeur négative des dérivés de couverture	192	265	457	336	246	582
Passifs financiers	**23 510**	**11 933**	**35 443**	**20 636**	**9 759**	**30 395**

33.2. Emprunts et dettes financières

33.2.1. Variations des emprunts et dettes financières

(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
01.01.2005	**17 822**	**4 620**	**2 580**	**310**	**577**	**25 909**
Augmentations	306	1 530	995	1	368	3 200
Diminutions	(1 570)	(1 171)	(398)	(20)	(319)	(3 478)
Mouvements de périmètre	2 338	1 082	56	20	(51)	3 445
Ecarts de conversion	536	372	81	—	27	1 016
Autres	(141)	(355)	137	48	(64)	(375)
31.12.2005	**19 291**	**6 078**	**3 451**	**359**	**538**	**29 717**

Les principales entités contributrices aux emprunts et dettes financières sont EDF SA (10 017 millions d'euros), EDF Energy (6 297 millions d'euros), EnBW (2 278 millions d'euros), Edison (2 824 millions d'euros) et le groupe Light (1 252 millions d'euros).

Les emprunts du Groupe supérieurs à un milliard d'euros :

(en millions d'euros) Type d'emprunt	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant	Devise	Taux
Obligataire	EDF SA	1998	2009	1 996	EUR	5,0%
Euro MTN	EDF SA	2001	2016	1 100	EUR	5,5%
Euro MTN	EDF SA	2000	2010	1 000	EUR	5,8%
Obligataire	IEB	2002	2007	1 272	EUR	—

Suite à l'accord signé avec les banques créancières en mai 2005, la dette de Light a été restructurée en trois tranches bénéficiant de conditions de taux et de remboursement différents.

33.2.2. Echéancier des emprunts et dettes financières

(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
A moins d'un an	1 932	1 099	2 844	15	509	6 399
Entre un et cinq ans	8 350	3 302	352	107	11	12 122
A plus de cinq ans	9 009	1 677	255	237	18	11 196
Total au 31.12.2005	**19 291**	**6 078**	**3 451**	**359**	**538**	**29 717**

33.2.3. Ventilation des emprunts par devise

	31.12.2005		
(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	18 670	(3 150)	15 520
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	3 212	(627)	2 585
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	5 933	3 191	9 124
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 902	586	2 488
Total des emprunts	**29 717**	**—**	**29 717**

33.2.4. Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

	31.12.2005		
(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts à taux fixe	21 686	63	21 749
Emprunts à taux variable	8 031	(63)	7 968
Total des emprunts	**29 717**	**—**	**29 717**

33.2.5. Lignes de crédit disponibles

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 9 465 millions d'euros au 31 décembre 2005.

		Échéances		
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Lignes de crédit confirmées	9 465	3 458	6 007	—

33.2.6. Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2005

	31.12.2005	
(en millions d'euros)	Juste valeur	Valeur nette comptable
Emprunts et dettes financières	32 808	29 717
Total	**32 808**	**29 717**

33.3. 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 de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (OPCVM monétaires, obligations gouvernementales, titres de créances négociables).

(en millions d'euros)	31.12.2005	01.01.2005	31.12.2004
Emprunts et dettes financières	29 717	25 909	25 787
Dérivés de couvertures des dettes	240	487	—
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 220)	(3 820)	(3 150)
Actifs financiers à court terme	—	—	(2 960)
Actifs liquides	(4 580)(a)	(2 243)(b)	—
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	434	—	—
Endettement financier net	**18 591**	**20 333**	**19 677**

(a) dont actifs financiers disponibles à la vente pour 4 322 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 258 millions d'euros.
(b) dont actifs financiers disponibles à la vente pour 2 095 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 148 millions d'euros.

33.4. Evolution de l'endettement financier net

L'évolution de l'endettement financier net intègre sur 2005 les effets de l'augmentation de capital d'EDF SA à hauteur de 6 350 millions d'euros et de la prise de contrôle d'Edison pour 7 083 millions d'euros correspondant aux montants décaissés dans le cadre de l'acquisition des titres IEB et de l'offre publique d'achat sur les titres Edison ainsi qu'à la quote-part de dette revenant à Edison :

(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	**13 010**	**13 417**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(670)	(1 469)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	90	90
Variation du besoin en fonds de roulement net	1 332	473
Autres éléments	98	(149)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**13 860**	**12 362**
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(5 248)	(4 940)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	383	383
Frais financiers nets décaissés	(1 188)	(1 096)
Impôt sur le résultat payé	(392)	(2 047)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	—	(1 224)
Free cash flow	**7 415**	**3 438**
Investissements financiers	(4 517)	400
Dividendes versés	(428)	(367)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	6 350	248
Versement de la soulte retraite	(3 296)	—
Versement Marcoule	(523)	—
Autres variations	82	—
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	**5 083**	**3 719**
Effet de la variation du périmètre	(2 314)	601
Effet de la variation de change	(830)	58
Autres variations non monétaires	(197)	(20)
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	**1 742**	**4 358**
Endettement financier net ouverture[(1)]	**20 333**	**24 035**
Endettement financier net clôture	**18 591**	**19 677**

(1) après prise en compte des effets de l'application des normes IAS 32 et 39 au 1er janvier 2005 (note 33.3)

33.5. Garanties sur emprunts

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2005 sont les suivants :

		Échéances		
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Sûretés réelles d'actifs	2 939	1 657	335	947
Garanties sur emprunts	925	43	582	300
Autres engagements liés au financement	265	36	146	84
Engagements donnés liés au financement	**4 130**	**1 736**	**1 063**	**1 331**
Engagements reçus liés au financement*	326	75	224	27

* hors lignes de crédit (voir ci-dessus note 33.2.5)

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des actifs corporels sous forme de nantissements ou d'hypothèques et des titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élèvent à 2 939 millions d'euros.

Les garanties sur emprunts ont été données principalement par EDF SA, EDF International et EDF Energy.

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF SA.

Note 34. Instruments derives

Le Groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé au risque de taux, au risque de change et au risque de fluctuation des prix des matières premières.

Pour limiter et maîtriser ces risques, le Groupe a mis en place une structure dédiée en charge de définir la politique de gestion des risques, les principes de cette gestion et le contrôle de leur bonne application.

Les entités d'EDF et les filiales du Groupe en particulier EDF Trading, EnBW et EDF Energy, ont décliné ces principes pour gérer de manière appropriée les risques issus de leur activité.

EDF Trading qui intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tels que les futures, forwards, swaps et options, a un engagement sur les marchés énergies qui est encadré au niveau Groupe par une limite de VAR (Value At Risk).

Les risques de change, de taux d'intérêt ou de fluctuations des prix des matières premières créent de la volatilité sur les résultats, les capitaux propres ainsi que les flux de trésorerie du Groupe d'une période sur l'autre. Le Groupe a recours à l'utilisation des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter ces risques.

Les principaux instruments dérivés utilisés sont le change à terme et les swaps de change, les swaps de taux d'intérêt, les cross currency swaps ainsi que les futures, forwards et swaps pour les matières premières.

34.1. Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 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.

34.1.1. 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'intérêts fixe/variable et des cross currency swaps. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat.

Au 31 décembre 2005, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de 47 millions d'euros inclus dans le résultat financier.

Le Groupe EDF couvre également certains de ses engagements fermes conclus sur des achats de combustibles nucléaires à travers des changes à terme.

34.1.2. 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'intérêts sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de currency swap) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon et de

combustible nucléaire : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2005 est une perte de 1,9 millions d'euros.

34.1.3. Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères du Groupe.

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 ainsi recours à des swaps de change et du change à terme.

Au 31 décembre 2005, le montant des variations de juste valeur de ces dérivés de couvertures d'investissements nets à l'étranger comptabilisées en capitaux propres s'élève à (108) millions d'euros.

34.1.4. Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

En 2005, les impacts des dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres, après impôts différés, s'élèvent à :

- 21 millions d'euros pour les dérivés de couverture de taux ;
- (150) millions d'euros pour les dérivés de couverture de change ;
- (108) millions d'euros pour les dérivés de couverture d'investissements nets à l'étranger ;
- 437 millions d'euros pour les dérivés de couverture de matières premières.

Concernant les contrats de matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent par :

- une perte sur les contrats de couverture d'électricité de (120) millions d'euros due à une hausse du prix de l'électricité ;
- un gain de 591 millions d'euros sur les contrats de couverture d'achat de gaz d'EDF Energy.

34.1.5. Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux correspondent à des swaps et s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31.12.2005				Juste valeur
(en millions d'euros)	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	31.12.2005
Payeur fixe / receveur variable	49	234	532	815	(13)
Payeur variable / receveur fixe	39	115	554	708	32
Instruments dérivés de couverture de taux	**88**	**349**	**1 086**	**1 523**	**19**

34.1.6. Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

	Notionnel à recevoir au 31.12.2005				Notionnel à livrer au 31.12.2005				Juste valeur
(en millions d'euros)	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	31.12.2005
Change à terme	574	673	—	1 247	439	399	—	838	3
Swaps	1 374	4 015	2 492	7 881	1 271	3 546	2 558	7 375	200
Instruments dérivés de couverture de change	**1 948**	**4 688**	**2 492**	**9 128**	**1 710**	**3 945**	**2 558**	**8 213**	**203**

34.1.7. Dérivés de couverture de matières premières

La juste valeur des dérivés de couverture des matières premières s'analyse comme suit :

	31.12.2005
(en millions d'euros)	Juste valeur
Swaps	(4)
Forwards / futures	(147)
Electricité	**(151)**
Forwards / futures	608
Gaz	**608**
Swaps	(22)
Forwards/futures	(2)
Charbon	**(24)**
Forwards/futures	(1)
CO2	**(1)**
Contrats de matières premières	**432**

34.2. Autres instruments

D'une manière générale, le Groupe a recours à des instruments dérivés pour couvrir les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Les instruments dérivés de taux d'intérêt et de change, qui constituent une couverture économique mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture en IFRS, sont évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur comptabilisés au compte de résultat.

Le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du combustible fossile principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spots ou à terme effectuées par EDF Trading sont réalisées par l'intermédiaire d'instruments tels que les contrats à terme comprenant la livraison physique d'une matière première, les contrats de swaps et des options ou autres accords contractuels.

Si EDF Trading a une responsabilité de maîtriser son exposition aux risques marchés énergies, son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de VAR avec une limite stop loss.

En ce qui concerne le risque de crédit qui est le risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles, EDF Trading a mis en place un système de gestion de ce risque qui s'appuie sur les quatre principes suivants :

- Analyse quantitative et qualitative de toutes les contreparties afin de définir des limites à l'exposition au risque de contrepartie ; ces limites sont approuvées par le Comité de crédit d'EDF Trading.
- Mesure sur une base quotidienne de l'exposition au risque ; EDF Trading mesure le risque de crédit en fonction des paiements futurs plus le coût de remplacement des contrats. Un scénario d'augmentation maximale du coût de remplacement sur la durée résiduelle des contrats est prévu.
- Gestion quotidienne des limites qui implique le suivi et le reporting de l'exposition globale.
- Suivi journalier des garanties.

90% de l'exposition crédit d'EDF Trading est sur des contreparties « investment grade ».

34.2.1. Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31.12.2005			Juste valeur	
(en millions d'euros)	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	31.12.2005
Achats de CAP	—	168	—	168	—
Achats de FLOOR	—	168	—	168	(1)
Opérations sur taux d'intérêt	**—**	**336**	**—**	**336**	**(1)**
Payeur fixe/receveur variable	2 575	—	1 872	4 447	(182)
Payeur variable/receveur fixe	1 474	—	1 872	3 346	263
Swaps de taux	**4 049**	**—**	**3 744**	**7 793**	**81**
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	**4 049**	**336**	**3 744**	**8 129**	**80**

34.2.2. 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 :

	Notionnel à recevoir au 31.12.2005				Notionnel à livrer au 31.12.2005				Juste valeur
(en millions d'euros)	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	31.12.2005
Change à terme	1 249	795	56	2 100	1 201	756	48	2 005	(18)
Swaps	2 295	977	83	3 355	2 297	960	64	3 321	53
Dérivés incorporés de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(41)
Instruments dérivés de couverture de change détenus à des fins de transaction	**3 544**	**1 772**	**139**	**5 455**	**3 498**	**1 716**	**112**	**5 326**	**(6)**

34.3. Dérivés Actions

Les dérivés actions sont des warrants sur titres Edison d'un montant de 228 millions d'euros.

34.4. Contrats de matières premières qualifiés de dérivés

Les contrats de matières premières qualifiés de dérivés se décomposent comme suit :

	31.12.2005
(en millions d'euros)	**Juste valeur**
Swaps	5
Options	(9)
Forwards / futures	400
Electricité	**396**
Swaps	61
Options	951
Forwards / futures	(1 377)
Gaz	**(365)**
Swaps	190
Options	48
Forwards/futures	12
Produits pétroliers	**250**
Swaps	118
Forwards/futures	(73)
Frêt	(22)
Charbon	**23**
Forwards/futures	9
CO2	**9**
Forwards / futures	3
Autres matières premières	**3**
Contrats de matières premières qualifiés de dérivés	316

Note 35. Autres crediteurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004
Avances et acomptes reçus	3 749	3 582
Dettes sur immobilisations	506	279
Dettes fiscales et sociales	5 364	7 703
Produits constatés d'avance	7 079	6 999
Autres dettes	3 201	3 806
Autres créditeurs	**19 899**	**22 369**
dont :		
non courant	**5 932**	**6 479**
courant	**13 967**	**15 890**

La variation des dettes fiscales et sociales provient du paiement des soultes à la CNAV, l'AGIRC et l'ARRCO à hauteur de 3 296 millions d'euros.

Note 36. Parties liees

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Sociétés consolidées par intégration Proportionnelle		Sociétés consolidées par mise en équivalence		Etat et participations de l'état		Total groupe	
(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004
Ventes	110	80	291	170	585	563	986	813
Achats d'énergies	81	49	119	92	1 556	1 512	1 756	1 653
Achats externes	—	—	20	18	171	157	191	175
Actifs financiers	89	—	3	15	130	141	222	156
Autres Actifs	33	7	18	15	1 001	968	1 052	990
Passifs financiers	64	7	1	1	—	—	65	8
Autres Passifs	309	306	162	176	283	351	754	833

36.1. Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ses filiales et participations. EDF et EnBW ont notamment conclu un accord en 2001, prévoyant les modalités de coopération entre les deux sociétés. Ce contrat a été conclu pour une durée indéterminée et ne pourra être résilié avant 2006.

Les transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence relèvent de la vente et de l'achat d'énergie.

36.2. Relations avec l'Etat et les sociétés participations de l'Etat

36.2.1. Relations avec l'Etat

A l'issue de l'ouverture du capital de l'entreprise, l'Etat détient 87,3 % du capital d'EDF SA. L'Etat a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'Etat est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumise à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'Etat, aux procédures de contrôle de la Cour des Comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'Etat et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'Etat pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le nouveau contrat de service public entre l'Etat 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 mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit présenté au Parlement.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin l'Etat intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients non éligibles, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

36.2.2. Relations avec Gaz de France

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF est effectué avec Gaz de France au sein d'un service commun. Depuis le 1er juillet 2004, EDF et Gaz de France ont chacun mis en place leur propre gestionnaire de réseau de distribution. L'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, dénommé EDF Gaz de France Distribution (EGD), assure la gestion du service public de proximité que constituent la distribution des énergies, notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux, le comptage, la gestion de la clientèle non éligible.

EDF et GDF ont conclu en octobre 2004 une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, ses compétences et le partage des coûts résultant de son activité, ainsi que ses modalités de gouvernance.

Par ailleurs, EDF et GDF disposent de deux autres services communs, également régis par des conventions :

- la Direction du Personnel et des Relations Sociales (DPRS), entité en charge de la gestion du personnel (statut IEG),

- la Direction Informatique et Télécommunication (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

36.2.3. Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Le retraitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par COGEMA pour EDF constituent l'essentiel des coûts d'achats d'énergie auprès des sociétés participations de l'Etat. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du groupe AREVA.

Les autres actifs sont constitués principalement d'avances relatives à ces contrats d'achat.

Note 37. Quotas d'emission de gaz a effet de serre

Au sein du groupe EDF les sociétés EDF SA, EnBW, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissements se sont vues allouer des quotas d'émission de gaz à effet de serre qui sont enregistrés sur leurs registres nationaux.

Pour l'année 2005, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 50,7 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2005, le volume des émissions s'élève à 56,1 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 95 millions d'euros.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre à recevoir au titre des années 2006 et 2007 représentent 101,1 millions de tonnes, évalués à 2 193 millions d'euros.

Les filiales polonaises se sont vues attribuer 16 millions de tonnes de quotas d'émission de gaz à effet de serre au titre de l'année 2005. Ces quotas ne sont toutefois pas encore inscrits au registre national au 31 décembre 2005. Les émissions des filiales polonaises de l'année 2005 s'élèvent à 15,4 millions de tonnes. Sur la base des quotas tels qu'alloués au 31 décembre 2005, aucune provision n'est à constater.

Les quotas des filiales hongroises n'ont pas encore été attribués au 31 décembre 2005.

Note 38. Environnement

Les dépenses de EDF SA relatives à l'environnement sont ventilées comme suit :

38.1. Actifs environnementaux

En 2005, le montant des dépenses inscrit dans la rubrique « Immobilisations corporelles » à l'actif du bilan d'EDF SA s'élève à 123 millions d'euros et concerne principalement la protection du paysage (73 millions d'euros), l'installation de systèmes de dépollution permettant la réduction des émissions d'oxyde d'azote sur des centrales thermiques à flamme et la mise en conformité des parcs à fioul.

38.2. Passifs environnementaux

Les provisions constituées au 31 décembre 2005 s'élèvent à 25 763 millions d'euros. Elles couvrent principalement la déconstruction des centrales, la dépréciation des derniers cœurs ainsi que le retraitement, le stockage et l'évacuation du combustible nucléaire et des déchets radioactifs (voir notes 31.2 et 31.3).

38.3. Dépenses environnementales

En 2005, le montant des charges liées à l'environnement s'élève à 610 millions d'euros et concerne principalement l'évacuation et le traitement des déchets (115 millions d'euros), la protection contre les rayonnements (79 millions d'euros) et la recherche et le développement relatif à l'environnement (121 millions d'euros).

Note 39. Evénements posterieurs a la clôture

EDF a engagé un processus de recherche d'acquéreurs pour tout ou partie de ses actifs brésiliens. Les data room ont démarré en janvier 2006.

Note 40. Perimetre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2005 :

NOM DE L'ENTITE		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
		FRANCE (société mère)					
ELECTRICITE DE FRANCE	(f)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	Mère	P,D,S	552081317
RTE EDF TRANSPORT	(f)	Tour Initiale 1, terrasse Bellini - TSA 41000 92919 Paris La Défense France	100	100	IG	T	444619258
		EUROPE					
EDF ENERGY		Templar House 81-87 High Holborn Londres WCIV 6NU Angleterre	100	100	IG	P,D,S	
EnBW		Durlacher allee 93 D - 76 131 Karlsruhe Allemagne	46,12	46,12	IP	P,D,S,T	
MOTOR COLUMBUS		Parkstrasse 27 CH - 5401 Baden Suisse	22,28	20	ME	P	
Groupe ATEL		Bahnhofquai 12 CH - 4601 Olten Suisse	14,44	21,23	ME	P,D,S,T	
FINELEX BV		Drentestraat 20 1083 HK Amsterdam Pays-Bas	100	100	IG	P	
ECK Cracovie		Ul. Cieplownicza 1 31-587 Cracovie 28 Pologne	66,26	66,26	IG	P	
KOGENERACJA		Ul. Lowieecka 24 50-220 Wroclaw Pologne	35,5	49,83	IG	P	
ECW		Ul. Swojska 9 80-867 Gdansk Pologne	77,48	77,48	IG	P	
RYBNIK		Ul. Podmiejska 44-207 Rybnik Pologne	78,07	70,28	IG	P	
ZIELONA GORA		Elektrocieplownia Zielona Gora ul. Zjednoczenia 103 65120 Zielona Gora Pologne	35,44	99,85	IG	P,D	
DEMASZ		Klauzal Ter 9 6720 Szeged Hongrie	60,91	60,91	IG	D	
BERT		Budafokiut 52 1117 Budapest XI Hongrie	95,57	95,57	IG	P	
Groupe ESTAG		Palais Heberstein Leonhard-strasse 59 A-8010 Graz	20	25	ME	P,S	
SSE		Ulica Republiky c. 5 01047 Zilina Slovakia	49	49	ME	D	
CINERGY HOLDING COMPANY BV		Burgemeester Haspelslaan 455/F 1181 NB Amstel Veen Pays-Bas	50	50	IP	P	
EDISON [1]		Foro Buonaparte n°31 20121 Milan Italie	51,58	50	IP	P,D,S	
Transalpina di Energia (TdE)		Foro Buonaparte n°31 20121 Milan Italie	50	50	IP	S	
Italenergia bis		Studio Pirola Corso Montevecchio 39 10129 Torino Italie	100	100	IG	S	
Wagram 1		Studio Pirola Corso Montevecchio 39 10129 Torino Italie	100	100	IG	S	

(1) voir note 6.5

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
Wagram 4	Studio Pirola Corso Montevecchio 39 10129 Torino Italie	100	100	IG	S	
FINEL	Foro Buonaparte n°31 20121 Milano Italie	61,26	61,26	IP	P	
FENICE	Via Acqui n°86 10090 RIVOLI Italie	100	100	IG	P	
EDF Energia Italia	EDF Energia Italia Srl EDF - Bureau de Rome Via Abruzzi n°25 00187 Rome Italie	100	100	IG	P	
HISPAELEC	C/Alcala 54-3°Izda 28014 Madrid Espagne	100	100	IG	P	
PORT SAID	92 El Nile St Apt 12 1611 GIZA Egypte	100	100	IG	P	
PORT SUEZ	92 El Nile St Apt 12 1611 GIZA Egypte	100	100	IG	P	
AZITO O&M SA	Yopougon Niangon Sud-village Azito 23 BP 220 2204Abidjan Côte d'Ivoire	50	50	IP	P	
AZITO ENERGIE	01 B.P. 3963 Abidjan 01 Côte d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P	
	RESTE DU MONDE					
EDENOR	Azoparado 1025 Piso 171107 Buenos Aires Argentine	25	25	ME	D	
LIDIL	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1 - 2° Andar centro CEP 20080 Rio de Janeiro Brésil	100	100	IG	D	
LIGHT	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1 - 2° andar CEP20080 - 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro Brésil	89,57	89,57	IG	D	
LIGHT ENERGY	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1 - 2° andar CEP20080 - 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro Brésil	89,57	89,57	IG	D	
LIGHT OVERSEAS INVESTMENT	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1 - 2° andar CEP20080 - 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro Brésil	89,57	89,57	IG	D	
NORTE FLUMINENSE	Avenida Graça Aranha n° 182 ao 9° andar CEP 20030 - 003 Caixa Postal Rio de Janeiro Brésil	90	90	IG	P	
UTE PARACAMBI	Avenida Graça Aranha, n°182 ao 9° andar CAP 20030 Rio de Janeiro Brésil	100	100	IG	P	
CONTROLADORA DEL GOLFO	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF Mexique	100	100	IG	P	
CENTRAL ANAHUAC SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF Mexique	100	100	IG	P	
CENTRAL SALTILLO SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF Mexique	100	100	IG	P	

NOM DE L'ENTITE		ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
CENTRAL LOMAS DEL REAL SA de CV		C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF Mexique	100	100	IG	P	
ALTAMIRA		Paseo de la Reforma 287 Piso 3 Colonia Cuauhtemoc, 06500 Mexico DF Mexique	51	51	IG	P	
VALLE HERMOSO		C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF Mexique	100	100	IG	P	
FIGLEC		25th Floor, n°1 Tai an office building 38-2, Minzu road Nanning Guangxi 530022 Chine	100	100	IG	P	
SYNERGIE		Laibin Power Plant Post Box 09 Laibin County 546138 Guangxi Chine	85	85	IG	P	
SHANDONG ZHONGHUA POWER COMPANY		14 Jing San Road 25001 Jinan Shandong Chine	19,6	19,6	ME	P	
MECO		Sun Wah Tower 115 Nguyen Hue Street District 1 Ho Chi Minh City Vietnam	56,25	56,25	IG	P	
NAM THEUN POWER COMPANY		Unit 09, That luang village Nong Bone Village PO Box 5862 Vientiane, Lao PDR	35	35	ME	P	
			EDF TRADING				
EDF TRADING		Mid City Place 71, High Holborn London WC 1V6ED Royaume-Uni	100	100	IG	S	
			AUTRES				
EMOSSON		Centrale de la Bâtiaz CH-1920 Martigny - Suisse	50	50	IP	P	
RICHEMONT	(f)	Centrale Sidérurgique de Richemont 57270 Richemont	100	100	IG	P	
EDF BELGIUM (ex SEMOBIS)		Boulevard Bischoffsheim B 1000 - Bruxelles Belgique	100	100	IG	P	
EDF CAPITAL INVESTISSEMENT	(f)	16, avenue de Friedland 75008 Paris	100	100	IG	S	413114653
SAPAR FINANCE	(f)	Site Cap Ampère Les Patios 1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	100	100	IG	S	347889149
SOCIETE C2	(f)	20, place de la défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	421328162
SOCIETE C3	(f)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	IG	S	428722714
Immobilière WAGRAM ETOILE	(f)	20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	414660043
LA GERANCE GENERALE FONCIERE	(f)	20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	99,86	99,86	IG	S	562054510
IMMOBILIERE PB6		31, rue de Mogador 75009 Paris	50	50	IP	S	414875997
SOCIETE FONCIERE IMMOBILIERE et de LOCATION (SOFILO)	(f)	20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	572184190
E.D.F. INTERNATIONAL	(f)	20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	380415125
SOCIETE D'INVESTISSEMENT EN AUTRICHE		La Défense 4 Tour EDF 20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	80	80	IG	P	421089913
EDF DEVELOPPEMENT ENVIRONNEMENT SA	(f)	La Défense 4 cœur Defense immeuble 1 90, esplanade du Général de Gaulle 92933 Paris la Défense cedex	100	100	IG	P	380414482
ELECTRICITE DE STRASBOURG		26, boulevard du Président Wilson 67953 Strasbourg cedex 9	74,86	74,86	IG	D	558501912

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
A.S.A.- HOLDING A.G.	Hans-Hruschka Gasse 9 A2325 HIMBERG Autriche	100	100	IG	S	
VERO GmbH	Libertas-Intercount Revisions und Beratungsgesellschaft WIEN Teinfaltstrasse 4 Autriche	100	100	IG	S	
T.I.R.U. S.A -TRAITEMENT INDUSTRIEL DES RESIDUS URBAINS	La Défense 8 Tour Franklin 92042 Paris La Défense Cedex	51	51	IG	S	334303823
EnXco	63-665 19th avenue North Palm Springs California 92258 USA	50	50	IP	S	
EDF ENERGIES NOUVELLES (ex SIIF Energies)	Cœur Défense imm. B1 90, esplanade du Général de Gaule 92933 PARIS la Défense cedex	50	50	IP	S	379677636
DALKIA HOLDING	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Lez Lille	34	34	ME	S	403211295
EDENKIA	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Lez Lille	50	50	ME	S	434109807
DALKIA INTERNATIONAL	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Lez Lille	50	24,14	IP	S	433539566
DALKIA INVESTISSEMENT	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Lez Lille	67	50	IP	S	404434987

IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence; Secteurs d'activités :
P = Production, D = Distribution, S = Services, T = Transport.
(f) sociétés intégrées fiscalement

20.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2005

Electricité de France S.A.

Siège social : 22 - 30, avenue de Wagram - 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A. relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2005, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes. Ces comptes ont été préparés pour la première fois conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne. Ils comprennent à titre comparatif les données relatives à l'exercice 2004 retraitées selon les mêmes règles, à l'exception des normes IAS 32, IAS 39 et IFRS 4 qui, conformément à l'option offerte par la norme IFRS 1, ne sont appliquées par la société qu'à compter du 1er janvier 2005.

1 Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes aux comptes consolidés :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 4.1.1, 31.2 et 31.3, résulte comme indiqué en note 4.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec Areva. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.
- l'approche privilégiée par EDF dans le cadre des normes existantes pour représenter au bilan ses obligations dans le cadre du renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 5 repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle 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. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 5. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

2 Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Règles et méthodes comptables

Nous nous sommes assurés que les notes 4.11.2 et 5.2 donnent une information appropriée sur les traitements comptables retenus par le Groupe au titre des quotas d'émission de gaz à effet de serre et des concessions, domaines qui ne font pas l'objet de dispositions spécifiques dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne.

Nous avons examiné les modalités d'élaboration des informations financières pro forma préparées au titre de l'exercice 2004, telles que présentées en note 7, lesquelles visent à simuler les effets que la loi du 9 août 2004 aurait pu avoir sur le compte de résultat du Groupe EDF au 31 décembre 2004, si la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG et les dispositions relatives aux concessions, issues de la loi, avaient pris effet au 1er janvier 2004.

Estimations

Les notes 4.1.1 à 4.1.5 mentionnent les méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations. Nos travaux ont consisté à apprécier les données et les hypothèses sur lesquelles se fondent ces estimations, à revoir les calculs effectués par la société, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3 Vérification spécifique

Par ailleurs, nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à la vérification des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 9 mars 2006

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit

Département de KPMG S.A.

Jean-Luc Decornoy Michel Piette

Deloitte & Associés

Amadou Raimi Tristan Guerlain

20.3. Informations financières intermédiaires

Le Groupe EDF a publié le 10 mai 2006 le communiqué de presse reproduit ci-dessous, annonçant son chiffre d'affaires consolidé pour le premier trimestre 2006.

« Au 31 mars 2006, le chiffre d'affaires trimestriel consolidé du Groupe EDF s'établit à 17,6 milliards d'euros (contre 14,5 milliards d'euros au 31 mars 2005), soit une augmentation de 21,5% qui inclut l'effet de la consolidation d'Edison en 2006 et une croissance organique de 13,4%. Cette progression est portée par des effets prix et volumes dans l'ensemble de l'Europe.

En France, la demande des clients finaux a connu au premier trimestre une forte croissance du fait d'un hiver particulièrement froid. Pour EDF, la hausse du chiffre d'affaires s'accompagne toutefois d'une hausse notable des volumes et des coûts d'achat d'énergie et de combustible, dans un contexte marqué par la croissance des prix de gros et par une disponibilité hydraulique et nucléaire réduites sur cette période.

Au niveau international, les principales filiales du groupe ont affiché une performance opérationnelle satisfaisante au 1er trimestre 2006.

Compte tenu des hypothèses retenues à ce jour, l'entreprise confirme une évolution qui s'inscrit dans le cadre des perspectives financières annoncées, malgré les effets négatifs saisonniers en France qui devraient peser significativement sur l'EBITDA du Groupe au 1er semestre.

	1er trimestre		Variation	
En millions d'euros	**2006**	**2005**	**2005-2006**	**Croissance organique****
Groupe	17 585	14 479	21,5%	13,4%
France	9 739	9 302	4,7%	4,9 %
Royaume-Uni	2 270	1 748	29,9%	29,4%
Allemagne	1 733	1 364	27,1%	31,1%
Italie	1 616*	262	ns	46,2%
Reste de l'Europe	1 419	1 178	20,5%	22,6%
Reste du Monde	808	625	29,3%	25,5%

* incluant Edison, consolidé à compter du 4ème trimestre 2005
** la croissance organique correspond à l'évolution du chiffre d'affaires hors effet périmètre et effet change

*En **France**, le chiffre d'affaires atteint 9,7 milliards d'euros, soit une hausse de 4,7% (4,9% en organique). La croissance est essentiellement portée par les ventes d'électricité aux clients finaux, sous les effets conjugués de températures inférieures à la normale et d'une augmentation des prix sur les marchés de gros. La hausse des volumes vendus aux clients finaux associée à la moindre disponibilité du nucléaire et de l'hydraulique — affecté par la sécheresse — se traduit par une baisse des volumes vendus sur les marchés de gros. La hausse des prix pèse en outre fortement sur les coûts d'achats d'énergie du trimestre (équilibre offre-demande, pertes réseaux).*

*Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires consolidé d'EDF Energy est de 2,3 milliards d'euros, en croissance organique de 29,4%. Cette croissance s'explique pour l'essentiel par la hausse des prix de l'électricité, notamment sur le segment des grands clients, et dans une moindre mesure par le développement des ventes de gaz et d'électricité auprès des clients résidentiels et par la croissance des activités de développement (construction d'infrastructures en partenariat avec des entités publiques).*

*En **Allemagne**, la contribution d'EnBW au chiffre d'affaires du groupe s'élève à 1,7 milliard d'euros, en croissance organique de 31,1%. L'électricité porte plus de la moitié de cette augmentation, en raison d'une hausse des ventes de la société de trading d'EnBW. Le chiffre d'affaires du gaz, en hausse du fait de coûts d'achats plus élevés et répercutés aux clients, explique l'essentiel du reste de la croissance.*

*En **Italie**, le chiffre d'affaires s'élève à 1,6 milliard d'euros. Il intègre désormais la contribution d'Edison de 1,2 milliard d'euros, qui bénéficie de la hausse des prix du gaz et de l'électricité, ainsi que des volumes d'électricité vendus suite au démarrage en 2005 de nouvelles centrales.*

*Dans le **reste de l'Europe**, le chiffre d'affaires, en croissance organique de 22,6%, s'établit à 1,4 milliard d'euros en raison notamment des très bonnes performances d'EDF Trading sur le marché de l'électricité en Europe continentale.*

*Dans le **reste du monde**, le chiffre d'affaires s'élève à 0,8 milliard d'euros, soit une croissance organique de 25,5%, portée par le Brésil (hausse tarifaire fin 2005 et reprise de la consommation), le Vietnam et le Mexique (premier trimestre complet d'exploitation des centrales de Phu My et de Rio Bravo 4).*

Les cessions d'ASA en Autriche, et des centrales d'EDF en Egypte, finalisées début mars 2006, permettent de dégager des plus-values de cession. Fin mars, EDF a conclu au Brésil un accord de cession de 80% du capital de Light, dont la réalisation devrait avoir un impact positif important — non récurrent — sur le résultat net du groupe. Cette réalisation demeure notamment soumise à l'approbation des autorités Brésiliennes et Françaises.''

20.4. Honoraires des commissaires aux comptes

Les honoraires relatifs à l'exercice financier 2005, pour EDF S.A. et ses filiales intégrées globalement, pour les missions confiées à ses commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs, se décomposent comme suit pour chaque réseau :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
En milliers d'euros	**Montant**	**%**	**Montant**	**%**
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels consolidés	9 909	82,1	4 611	89,4
Missions accessoires	1 124	9,3	428	8,3
Sous-total	**11 033**	**91,4**	**5 039**	**97,7**
Autres prestations				
Conseil comptable, financier, organisationnel	0		0	
Juridique, fiscal, social	569	4,7	0	
Technologie de l'information	15	0,2	0	
Audit interne	0		0	
Autres	448	3,7	120	2,3
Sous-total	1 032	8,6	120	2,3
Total	**12 065**	**100**	**5 159**	**100**

Le collège des commissaires aux comptes d'EDF S.A. a été renouvelé, à compter de l'exercice 2005, pour six ans.

Le montant des honoraires a été validé contradictoirement avec chacun des deux réseaux. Pour 2005, les honoraires comprennent les diligences opérées dans le cadre de l'ouverture du capital d'EDF S.A.

Rappel des informations communiquées au titre de l'exercice financier 2004 :

	Réseau Ernst & Young		Réseau Mazars & Guerard		Réseau Deloitte	
En milliers d'euros	**Montant**	**%**	**Montant**	**%**	**Montant**	**%**
Audit						
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés	2 110	49,2	2 456	66,3	4 116	59,8
Missions accessoires	2 048	47,7	1 162	31,4	1 457	21,2
Sous-total	**4 158**	**96,9**	**3 618**	**97,7**	**5 573**	**81,0**
Autres prestations						
Conseil comptable, financier, organisationnel	0		0		0	
Juridique, fiscal, social	109	2,6	52	1,4	339	4 9
Technologie de l'information	0		0		5	0,1
Audit interne	0		0		70	1,0
Autres	22	0,5	33	0,9	895	13,0
Sous-total	**131**	**3,1**	**85**	**2,3**	**1 309**	**19,0**
Total	**4 289**	**100**	**3 703**	**100**	**6 882**	**100**

20.5 Politique de distribution de dividendes

20.5.1 Rémunération de l'Etat

20.5.1.1. Rémunération de l'Etat préalablement à la transformation d'EDF en société anonyme

Jusqu'au 31 décembre 2000, les dotations en capital d'EDF faisaient l'objet d'une rémunération qui comprenait une part fixe (intérêt sur dotations en capital) et éventuellement une part variable (dividende), prélevée sur le résultat bénéficiaire. Cette rémunération était constatée au compte de résultat.

Conformément au décret n° 56-493 du 14 mai 1956 relatif aux dotations en capital attribuées à EDF et Gaz de France, le montant de la rémunération complémentaire était, comme le taux de l'intérêt sur les dotations en capital, fixé par arrêté ministériel.

A compter de 2001, la rémunération des dotations en capital a été supprimée et remplacée par un dividende prélevé sur le bénéfice distribuable (article 79 de la loi de finances rectificative n° 2001-1276 du 28 décembre 2001).

Entre 2001 et 2003, le mode de calcul du dividende était défini dans le contrat de Groupe signé le 14 mars 2001 entre l'Etat et EDF. Il était égal à 37,5 % du résultat net part du Groupe et devait évoluer entre un minimum (1,5 %) et un maximum (4,5 %) calculés sur l'assiette des capitaux propres part du Groupe.

20.5.1.2 Dividendes versés postérieurement à la transformation d'EDF en société anonyme

Depuis la transformation d'EDF en société anonyme, la détermination et le versement des dividendes sont effectués conformément aux règles applicables aux sociétés anonymes. Au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2004, l'assemblée générale annuelle des actionnaires réunie le 6 juin 2005 a décidé la distribution d'un dividende de 0,23 euros par action, soit un montant total distribué de 373 934 000 euros (prélevé sur le compte de réserves diverses).

20.5.1.3 Rémunération versée à l'Etat au cours des trois dernières années

Le montant des rémunérations versées à l'Etat au cours des trois dernières années a été le suivant :

(Montants en euros)		Versements	
Exercice	Dividende	Total	Dividendes
2002	208 252 000,00	208 252 000,00	5 juin 2003
2003	321 311 000,00	321 311 000,00	17 mai 2004
2004	373 934 000,00	373 934 000,00	6 juillet 2005

20.5.2 Politique de distribution

La politique de distribution des dividendes est définie par le Conseil d'administration ; elle prend en compte notamment les résultats et la situation financière de la Société, ainsi que les politiques de distribution de dividendes des principales sociétés françaises et des entreprises internationales du secteur. EDF a actuellement pour objectif un taux de distribution de 50 % du résultat net hors éléments non récurrents dès le dividende à verser en 2006, au titre des résultats de 2005. Cet objectif ne constitue cependant en aucun cas un engagement d'EDF et les dividendes futurs dépendront notamment des résultats du Groupe, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'administration.

Ainsi, conformément à cet objectif, lors de sa réunion du 22 février 2006, le Conseil d'administration a décidé de proposer à l'Assemblée générale du 9 juin 2006 la distribution d'un dividende égale à 50 % du résultat net de l'exercice 2005, hors éléments non récurents, soit 1,4 milliards d'euros ou encore 0,79 €/action. Dans le cas où cette proposition de dividende serait votée, la mise en paiement du dividende s'effectuera dans les trente jours suivant l'Assemblée générale.

20.5.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de 5 ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'Etat.

20.6 Procédures judiciaires et d'arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives.

Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

A l'exception des procédures décrites ci-dessous, le Groupe EDF (hors filiales et participations dont le Groupe n'assure pas le contrôle opérationnel, notamment EnBW, Edison, et Dalkia) n'est partie, ou n'a été partie au cours des douze derniers mois, à aucune procédure judiciaire ou d'arbitrage quelconque (et le Groupe n'a pas connaissance qu'une quelconque procédure de cette nature soit envisagée à son encontre par des autorités gouvernementales ou des tiers), ayant eu dans un passé récent, ou dont la direction du Groupe estime que le résultat probable pourrait raisonnablement avoir dans le futur, une incidence négative significative sur ses résultats, son activité ou sa situation financière consolidée. Les principales procédures judiciaires ou d'arbitrages des groupes EnBW et Edison sont décrites dans les documents rendus publics par ces sociétés, notamment leurs rapports annuels et comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2005. Par ailleurs, la section 6.3.1.2.6 du présent Document de Référence fait mention de procédures judiciaires concernant le groupe EnBW.

Le Groupe EDF a également initié un certain nombre d'arbitrages internationaux qui sont mentionnés aux sections 6.3.1.3.1.2(c) (« Participation actuelle d'EDF dans Edison »)[35] et 6.3.2.1.1 (« Edenor ») ci-dessus. Par ailleurs, le Groupe EDF fait également l'objet, au travers de sa filiale brésilienne Light, du contentieux mentionné à la section 6.3.2.2 (« Brésil — Contentieux relatif à un schéma de financement de Light »).

Aides d'Etat

Par une lettre du 16 octobre 2002, la Commission européenne a engagé une procédure contre la France considérant qu'une aide d'Etat aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1er janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros de principal. Le 11 février 2004, l'Etat a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros comprenant le principal de l'aide d'Etat à rembourser et les intérêts. EDF a procédé au versement de la somme de 1 224 millions d'euros. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés Européennes. Le 14 novembre 2004, l'Etat a déposé un mémoire en intervention à l'appui du recours d'EDF. Le 20 avril 2005, EDF a répondu à une demande de la Commission européenne concernant une réorganisation de la procédure. La date de l'audience n'a pas encore été fixée.

Centrale de Saint Chamas/Etang de Berre

En 1999, le syndicat professionnel « Coordination des pêcheurs de l'étang de Berre » (ci-après « le syndicat ») a commencé une action pour « voie de fait » devant la juridiction civile à l'encontre d'EDF, du fait de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Saint-Chamas. Le syndicat considère en effet que les autorisations accordées à EDF pour des rejets d'eau douce, de limons et de substances qui contribuent à diminuer la teneur en oxygène de l'étang de Berre, ont été délivrées en méconnaissance des stipulations de la Convention de Barcelone pour la mer Méditerranée du 16 février 1976 et du Protocole d'Athènes du 17 mai 1980 relatif à la protection de la mer Méditerranée contre la pollution d'origine tellurique. Ces deux textes ont été approuvés au niveau communautaire mais n'ont pas fait l'objet de mesures de transposition ou d'application en droit français. La demande du syndicat a été rejetée par le Tribunal de grande instance de Marseille et par la Cour d'appel d'Aix-en-Provence. La Cour de cassation a sursis à statuer le 6 mai 2003 et posé une question préjudicielle à la Cour de justice des Communautés européennes (« CJCE ») sur l'applicabilité directe des dispositions du Protocole d'Athènes en droit français. Par un arrêt du 15 juillet 2004, la CJCE a répondu à la question préjudicielle de la Cour de cassation en considérant que le Protocole d'Athènes est

[35] Cette procédure a fait l'objet d'une transaction le 24 octobre 2005.

applicable directement en droit français et que les dispositions de ce protocole interdisaient, « en l'absence d'autorisation délivrée par les autorités nationales compétentes, le déversement dans un étang salé communiquant avec la mer Méditerranée des substances qui, tout en étant non toxiques, ont un effet défavorable sur la teneur en oxygène du milieu marin ». La Cour de cassation a, en conséquence, par un arrêt du 8 mars 2005, cassé l'arrêt de la Cour d'appel d'Aix-en-Provence qui avait jugé que les dispositions en cause n'étaient pas d'effet direct en droit français et renvoyé le litige devant la Cour d'appel de Lyon. Si EDF succombe à l'instance, EDF pourrait être mise dans l'obligation de suspendre l'activité de la centrale jusqu'à ce que la situation soit régularisée au niveau réglementaire.

En effet, à la suite d'une plainte déposée par le même syndicat en 1999, par un arrêt du 7 octobre 2004, la CJCE a jugé que la France avait manqué à ses obligations en ne prenant pas toutes les mesures nécessaires à l'application en France de la Convention de Barcelone et du Protocole d'Athènes.

Le 25 février 2005, le gouvernement français a adressé à la Commission européenne une note indiquant notamment que :

- un nouveau décret allait modifier le cahier des charges initial dans un délai d'un an ;
- il sera prévu une phase d'expérimentation de quatre ans pendant laquelle des mesures seront prises visant à réduire les variations de salinité par une régulation des rejets d'eau douce ;
- une réduction des rejets de limons sera conduite pour atteindre 60 000 tonnes par an ;
- cette expérimentation sera supervisée par un comité scientifique international.

Le 14 décembre 2005, la commission européenne a adressé au gouvernement français une nouvelle mise en demeure en considérant les mesures proposées insuffisantes. Le gouvernement français a, début mars 2006, fait de nouvelles propositions complémentaires à la Commission européenne tendant à réduire de manière significative les rejets en eau douce.

La régularisation définitive de la situation de la centrale de Saint Chamas est ainsi tributaire de l'issue des discussions entre le gouvernement français et la Commission européenne. Les nouvelles contraintes de rejets d'eau douce qui résulteront de ces discussions pourraient avoir un impact négatif significatif sur le niveau de production de la centrale de Saint Chamas.

Syndicat National des Producteurs Indépendants (« SNPIET »)

EDF a été condamnée en 1996 par le Conseil de la Concurrence sur le fondement d'abus de position dominante pour avoir fait obstacle à la signature de contrats d'achat d'électricité avec des producteurs indépendants. Le SNPIET ainsi qu'une vingtaine de producteurs ont, suite à cette condamnation, introduit une action en paiement de dommages et intérêts pour un montant de 70 millions d'euros devant le Tribunal de commerce de Paris.

Le Tribunal de commerce de Paris a partiellement accueilli cette demande. La Cour d'Appel de Paris a annulé cette décision par un arrêt en date du 2 juillet 2002, pour défaut de compétence des juridictions de l'ordre judiciaire.

La Cour de Cassation a, dans un arrêt en date du 29 septembre 2004, confirmé la compétence de la juridiction administrative.

Le 12 décembre 2005, EDF a reçu du SNPIET un recours gracieux valant demande préalable, nécessaire pour lier le contentieux devant le juge administratif. Dans le cadre de cette demande, le SNPIET réclame 160 millions d'euros.

Convention de loyer annuel conclue avec la SNCF

RTE a dénoncé en décembre 2001 la convention signée le 22 décembre 1999 conclue avec la SNCF au titre de laquelle RTE-EDF Transport versait à la SNCF, en rémunération de l'usage par RTE-EDF Transport des ouvrages et installations du réseau électrique haute tension de transport remis en dotation à la SNCF par la loi du 30 décembre 1982, un loyer annuel de 21,5 millions d'euros. RTE-EDF Transport verse depuis la dénonciation de la convention un loyer annuel de 3,1 millions d'euros. Cette rémunération est fondée sur les principes utilisés par la CRE pour rémunérer les actifs de RTE.

Par une requête enregistrée le 22 février 2002, la SNCF a engagé contre RTE-EDF Transport une procédure contentieuse devant le Tribunal administratif de Paris visant à contester le nouveau montant du loyer annuel versé à la SNCF par RTE-EDF Transport et à réclamer la différence avec le loyer initial. RTE estime que ce litige ne devrait pas se traduire par l'obligation de payer la différence entre le loyer initial et celui effectivement réglé dans la mesure où le loyer initial est considéré par RTE-EDF Transport comme ayant été largement surévalué.

Ce litige s'inscrit dans le cadre des discussions en cours entre la SNCF et RTE-EDF Transport sur le prix du transfert de ce réseau à RTE-EDF.

Transfert des lignes haute tension remises en dotation à la SNCF

Les lignes haute tension remises en dotation à la SNCF le 1er janvier 1983 en vertu de la loi du 30 décembre 1982 d'orientation des transports intérieurs doivent, conformément à la Loi du 9 août 2004 et en tant qu'ouvrages relevant du réseau public de transport d'électricité, être transférées à titre onéreux à RTE dans un délai d'un an à compter de la création de cette société.

Une cession de ces ouvrages avait été envisagée dès 2002 par la SNCF et RTE qui s'étaient alors rapprochés en vue de déterminer la valeur de ces ouvrages sur la base de critères objectifs. Cependant, cette démarche de valorisation s'était heurtée à une divergence d'appréciation, la valorisation maximale de ces ouvrages retenue par RTE était de 80 millions d'euros tandis que la valorisation minimale souhaitée par la SNCF/REF s'élevait à 200 millions d'euros. Le ministère de l'Industrie a nommé fin 2003 un médiateur à l'Inspection Générale de Finances (IGF) pour régler le différend entre la SNCF et RTE sur la valeur de ces ouvrages.

Au 31 décembre 2005, aucune conclusion officielle sur cette question n'a été rendue par le médiateur de l'IGF.

En outre, la Loi du 9 août 2004 prévoit, à l'issue du délai d'un an mentionné précédemment, une commission ad hoc de trois membres présidée par un magistrat de la Cour des comptes pour trancher tout différend éventuel dans un délai de 6 mois à compter de sa saisine. La décision de cette commission est susceptible d'être contestée devant la juridiction administrative. Au 31 décembre 2005, cette commission n'avait toujours pas été saisie.

Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des produits contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la

maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés avant les mesures de substitution ou de protection mises en place à partir de 1977.

En France, EDF a fait l'objet, à fin 2005, de près de 350 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une faute inexcusable peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

A fin 2005, le montant total des condamnations d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable s'élevait à environ 11,1 millions d'euros.

Depuis juin 2004, EDF s'est également engagée à ne plus faire appel des décisions prises par les Tribunaux des Affaires de Sécurité Sociales (« TASS ») dans ce type d'affaires.

Au 31 décembre 2005, une provision de 30 millions d'euros était inscrite dans les comptes consolidés d'EDF au titre des contentieux d'indemnisation des victimes en matière d'amiante.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant le mode de rémunération des astreintes à domicile ainsi que le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe est également partie à un certain nombre de contentieux avec les organismes sociaux. Le principal contentieux oppose EDF à l'URSSAF de Toulouse concernant l'inclusion dans l'assiette de cotisation de certaines primes, indemnités et autres avantages en nature. Au 31 décembre 2005, une provision de 250 millions d'euros figurait dans les comptes consolidés d'EDF au titre des litiges avec les organismes sociaux.

Litiges en matière environnementale

Edenor est actuellement partie à une procédure pénale pour d'éventuelles contaminations par du polychlorobiphényle (« PCB »). Le PCB est un liquide utilisé dans les transformateurs électriques. A l'issue d'une enquête initiée en 2000, le juge fédéral de la ville de Campana (Province de Buenos Aires) a rendu le 24 mai 2005 une décision qui ordonne la mise en examen de trois cadres techniques d'Edenor ainsi qu'une caution préventive de 500.000 pesos à l'encontre des trois cadres intéressés et de 150 millions de pesos sur les actifs industriels d'Edenor (y compris des biens de la concession). Cependant, de nombreuses expertises judiciaires ont été réalisées à la demande du juge fédéral sans qu'aucune trace de PCB n'ait été révélée dans la terre, les végétaux, les eaux superficielles ou profondes. Même si le Groupe ne peut garantir qu'Edenor et les trois cadres techniques mis en examen obtiendront gain de cause, Edenor entend faire appel de cette décision. Edenor a fait appel de cette décision et la Cour d'Appel saisie a arrêté la procédure de mise en examen et a mis fin à l'ordonnance de constitution de garantie financière contre Edenor.

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à d'autres litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. A la date d'enregistrement du présent Document de Référence, le Groupe estime qu'aujourd'hui, aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si leur résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière fiscale

Les sociétés EDF, EDEV, EDFI et Electricité de Strasbourg ont fait l'objet d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2002 et 2003.

Les contrôles fiscaux d'EDF S.A. et de EDFI sont clos. Les rappels ont été acquittés et comptabilisés sur l'exercice 2005. Aucune provision pour risques n'est donc plus comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2005.

Le contrôle fiscal d'EDEV s'est traduit par une proposition de rappel d'impôt sur les sociétés de 14,5 millions d'euros. En cas de désaccord persistant, EDEV prévoit à ce jour, de soumettre ce litige à l'appréciation du juge de l'impôt.

Les conclusions définitives du contrôle fiscal d'Electricité de Strasbourg ne sont pas connues à ce jour.

Par ailleurs, à la suite d'un contrôle sur pièces, EDF a reçu une proposition de rectification de son résultat fiscal déclaré au titre de l'exercice 2001. Après contestation, cette proposition de rectification a été abandonnée par l'Administration. La provision comptabilisée au 31 décembre 2005 dans les comptes sociaux d'EDF pour un montant de 15,8 millions d'euros sera reprise en 2006.

Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2005

Le 16 mars 2006, Direct Energie a assigné EDF devant le tribunal de commerce de Paris pour abus de position dominante et pratique discriminatoire, sur les fondements de l'article 82 du Traité CE et du code de commerce, au motif qu'EDF lui a refusé le bénéfice des tarifs de cession. Direct Energie souhaite obtenir d'EDF un tarif comparable a celui fixé pour les Distributeurs Non Nationalisés (DNN). Selon Direct Energie, le niveau de ces tarifs de cession confère aux DNN, un avantage concurrentiel discriminatoire à l'égard des autres fournisseurs en général et de Direct Energie en particulier, compromettant ainsi gravement son développement économique.

Devançant le moyen de défense d'EDF selon lequel EDF n'a fait qu'appliquer la loi, Direct Energie argumente que les dispositions légales et réglementaires nationales ne peuvent justifier une pratique d'abus de position dominante et qu'en outre ces dispositions nationales sont contraires aux règles de concurrence communautaires. Direct Energie demande ainsi au Tribunal de prendre l'avis le cas échéant de la Commission européenne ou encore de poser une question préjudicielle à la Cour de Justice des Communautés Européennes.

Direct Energie estime le préjudice subi pour l'année 2006 à 28 millions d'euros.

20.7. Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2005 et la date du présent Document de Référence sont mentionnés à la note 39 de l'annexe aux comptes consolidés pour les événements intervenus avant le 22 février 2006, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration, et pour les événements postérieurs au 22 février 2006, à la section 9.3.5 du présent Document de Référence.

21 Informations complémentaires

21.1. Renseignements de caractère général concernant le capital de la société

21.1.1 Montant du capital social émis à la date d'enregistrement du présent Document de Référence

A la date du présent Document de Référence, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises :	1.822.171.090
Valeur nominale :	0,50 euro par action
Nature des actions émises :	actions ordinaires
Montant du capital social :	911 085 545 euros

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré.

A la date d'enregistrement du présent Document de Référence, la Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

21.1.2 Autodétention et autocontrôle

Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du Document de Référence (programme autorisé par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005)

L'Assemblée générale du 10 octobre 2005, conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, a autorisé 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.

Les objectifs du programme de rachat sont :

- de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières représentatives de titres de créance donnant accès par tous moyens immédiatement ou à terme à des actions de la Société, ainsi que réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières, 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 d'administration appréciera ;
- de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ;
- l'animation du marché secondaire ou la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des Marchés Financiers ;
- d'allouer des actions aux membres du personnel du Groupe EDF et notamment dans le cadre (i) de la participation aux résultats de l'entreprise, ou (ii) de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des membres du personnel dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 443-1 et suivants du Code du travail, ainsi que réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, 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 d'administration appréciera ;
- de réduire le capital de la Société en application de la 10ème résolution de l'Assemblée générale du 10 octobre 2005 ;
- de mettre en œuvre toute pratique de marché qui viendrait à être reconnue par la loi ou l'AMF.

Le programme peut être mis en œuvre à tout moment à compter de l'admission des actions aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris et jusqu'à l'Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes clos le 31 décembre 2005, sans toutefois pouvoir excéder une durée maximum de 18 mois après la date de l'Assemblée générale ayant approuvé la mise en place du programme.

Le programme de rachat pourra être utilisé, y compris en période d'offre publique d'achat et/ou d'échange, dans les limites que pourrait permettre la réglementation en vigueur.

Conformément aux dispositions de l'article L. 451-3 du Code monétaire et financier, tel qu'issu de la loi n° 2005-842 du 26 juillet 2005 pour la confiance et la modernisation de l'économie, la mise en œuvre par la Société de son programme de rachat d'actions fera l'objet d'un communiqué de la Société dont les termes sont précisés par le Règlement général de l'Autorité des marchés financiers.

Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres dans le cadre du programme autorisé par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005

A la date d'enregistrement du présent Document de Référence, la Société n'a pas mis en œuvre le programme de rachat d'actions tel qu'autorisé par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005. Néanmoins, la Société détient à la date d'enregistrement du présent Document de Référence, 874,3 parts du compartiment « Energie Multi » du Fonds commun de placement d'entreprise « EDF Actions » correspondant à 8743 actions de la Société (soit approximativement 0,00048 % de son capital à la date du présent Document de Référence) en raison des ordres d'achat d'actions de la Société annulés dans le cadre de l'offre réservée aux membres du personnel du Groupe EDF (telle que décrite dans le prospectus y afférent visée par l'Autorité des Marchés Financiers en date du 27 octobre 2005 sous le numéro 05-743). A l'issue de la période de blocage de cinq années, ces 874,3 parts seront vendues et le produit de cette vente sera reversé à l'Etat.

Résolution relative à l'autorisation donnée au Conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société, soumise à l'Assemblée générale ordinaire du 9 juin 2006

L'autorisation de rachat d'actions décrite ci-dessus devrait, sous réserve de son adoption par l'Assemblée générale ordinaire du 9 juin 2006, être remplacée par la sixième résolution décrite ci-dessous.

Cette résolution autoriserait la Société à mettre fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation donnée par la première résolution de l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, d'acheter des actions de la Société, et à mettre en place un nouveau programme de rachat dans les conditions décrites ci-après.

Cette autorisation serait destinée à permettre au Conseil d'administration d'acheter des actions de la Société en vue :

- de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières représentatives de titres de créance donnant accès par tous moyens immédiatement ou à terme à des actions de la Société, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières, 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 d'administration appréciera ;
- de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ;
- d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des Marchés Financiers ;
- d'allouer des actions aux membres du personnel du groupe EDF et notamment dans le cadre (i) de la participation aux résultats de l'entreprise, ou (ii) de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des membres du personnel dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 443 1 et suivants du Code du travail, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, 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 d'administration appréciera ;
- de réduire le capital de la Société (dans le cadre de l'autorisation conférée par l'Assemblée générale du 10 octobre 2005 par sa 10ème résolution) ;
- de mettre en œuvre toute pratique de marché qui viendrait à être reconnue par la loi ou l'Autorité des Marchés Financiers.

Les achats d'actions de la Société pourraient porter sur un nombre d'actions tel que :

- le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de la présente assemblée ; et
- le nombre d'actions que la Société détiendra à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions pourrait 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 d'administration appréciera.

La part du programme de rachat pouvant être effectuée par négociations de blocs ne serait pas limitée. Le montant maximal des fonds destinés à la réalisation de ce programme d'achat d'actions serait de 2 milliards d'euros.

Dans le cadre de ce programme, le prix d'achat ne devrait pas excéder 66 euros par action. Le Conseil d'administration pourrait toutefois ajuster le prix d'achat sus-mentionné 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.

L'autorisation serait conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de la présente assemblée. Elle pourrait être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

Le nombre d'actions acquises par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne pourrait excéder 5 % de son capital.

Le Conseil d'administration aurait tous pouvoirs en vue de mettre en œuvre la présente autorisation, avec faculté de délégation, à l'effet de :

- passer tous ordres en bourse ou hors marché ;
- affecter ou réaffecter les actions acquises aux différents objectifs poursuivis dans les conditions légales et réglementaires applicables ;
- conclure tous accords en vue notamment de la tenue des registres d'achats et de ventes d'actions ;
- effectuer toutes déclarations et formalités auprès de l'Autorité des Marchés Financiers et de tout autre organisme ; et
- remplir toutes autres formalités, et d'une manière générale, faire tout ce qui est nécessaire.

Le Conseil d'administration devrait informer chaque année l'Assemblée générale des opérations réalisées en application de la présente résolution.

21.1.3 Titres non représentatifs du capital

En application de l'article L. 228-40 du Code de commerce, le Conseil d'administration a seul qualité pour décider ou autoriser l'émission d'obligations, sauf si l'assemblée générale décide d'exercer ce pouvoir.

En vertu de l'article 46 alinéa 2 de la Loi du 9 août 2004, le premier alinéa de l'article L. 228-39 du Code de commerce qui dispose que « *l'émission d'obligations par une société par actions n'ayant pas établi deux bilans régulièrement approuvés par les actionnaires doit être précédée d'une vérification de l'actif et du passif dans les conditions prévues aux articles L. 225-8 et L. 225-10 du Code de commerce* » n'est pas applicable à EDF en 2004, 2005 et 2006.

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'Euro Medium Term Notes (« EMTN »). Ce programme a été renouvelé chaque année depuis cette date.

Au 31 décembre 2005, l'encours de la dette obligataire d'EDF (EMTN et autres titres de dettes) s'élevait à 11 240 millions d'euros.

Un nouveau programme d'émission de titres de dette d'un montant maximum de 11 000 000 000 euros a été mis en place le 9 février 2006 par le Groupe. Le Prospectus de Base relatif à ce programme a été visé par l'AMF le 8 février 2006 sous le numéro 06-037.

21.1.4 Autres titres donnant accès au capital

A la date d'enregistrement du présent Document de Référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement, au capital social d'EDF.

21.1.5 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétences et autorisations d'intervenir sur le capital de la Société accordées par l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la Société du 10 octobre 2005 au Conseil d'administration pour augmenter le capital :

Délégations données au Conseil d'administration par l'assemblée générale extraordinaire	Montant nominal maximal de l'augmentation de capital (en millions d'euros)	Durée de la délégation[1]
1. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires	143,5	26 mois
2. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires et par appel public à l'épargne	143,5[2]	26 mois
3. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital dans le cadre des émissions visées aux points 1. et 2	15 % du montant de l'émission initiale[2]	26 mois
4. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices ou primes	143,5[2]	26 mois
5. Délégation de compétences au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une OPE initiée par la Société	143,5[2]	26 mois
6. Délégation de pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature (art. L. 225-147)	10% du capital[2][3]	26 mois
7. Délégation de pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents à un plan d'épargne	143,5[2]	26 mois
8. Délégation de compétence au Conseil pour procéder à l'émission de bons de souscription d'actions réservés aux établissements financiers composant le syndicat de placement de l'offre d'actions de la Société à intervenir à l'occasion de l'ouverture de capital de la Société et l'admission de ses actions sur le marché Eurolist d'Euronext Paris	15 % du montant de l'émission initiale	1 an

(1) A compter de la date de l'assemblée générale extraordinaire du 10 octobre 2005.
(2) Dans la limite du plafond nominal global prévue au point 1, soit 143,5 millions d'euros.
(3) Au 10 octobre 2005.

Les délégations de compétence 3 et 8 ci-dessus ont été mises en œuvre dans le cadre de l'ouverture du capital de la Société en novembre et décembre 2005.

21.1.6 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 aux notes 24.5.1 et 24.5.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005. A l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements décrits au chapitre 6 du présent Document de Référence, 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.

21.1.7 Pacte d'actionnaires

A la date d'enregistrement du présent Document de Référence et à la connaissance de la Société, aucun pacte d'actionnaires portant sur les titres de la Société n'a été conclu.

21.1.8 Nantissement des titres de la Société

A la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

21.1.9 Evolution du capital social au cours des trois dernières années

EDF a été transformée 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. Le capital d'EDF n'a pas évolué jusqu'au 27 octobre 2005.

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 0,5 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 la valeur nominale des actions de 4,5 euros, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,5 euro. Le capital social a ainsi été porté 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 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.

21.2. Acte constitutif et statuts

21.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- 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 par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, la loi précitée du 8 avril 1946, la loi précitée du 10 février 2000 et l'article L. 2224-31 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 clients non éligibles, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues de fournitures et de fourniture d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à réaliser les 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, 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 ;

- et, 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.

21.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois ; il commence le 1er janvier et se termine le 31 décembre de chaque année.

21.2.3 Organes de gestion

La société est administrée par un conseil d'administration de dix-huit membres composé conformément aux dispositions de la loi précitée du 26 juillet 1983 modifiée relative à la démocratisation du secteur public, notamment son article 6, et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935 organisant le contrôle financier de l'Etat sur les entreprises ayant fait appel au concours financier de l'Etat.

Dans ce cadre, le conseil d'administration comprend notamment six représentants de l'Etat nommés par décret et six représentants des salariés élus conformément aux dispositions du titre II de la loi du 26 juillet 1983.

Il peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux et locaux des questions énergétiques.

Le conseil nomme un secrétaire, qu'il peut choisir en dehors de ses membres.

Le président-directeur général est tenu de communiquer à chaque administrateur tous les documents et informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission.

La durée du mandat des membres du conseil d'administration est de cinq ans. En cas de vacance pour quelque cause que ce soit du siège d'un membre du conseil d'administration, son remplaçant n'exerce ses fonctions que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du conseil d'administration.

L'assemblée générale fixe le montant des jetons de présence alloués, le cas échéant, aux administrateurs. Le mandat des administrateurs qui ne sont pas nommés par l'assemblée générale est gratuit.

Les frais exposés par les administrateurs pour l'exercice de leur mandat sont remboursés par la société sur justificatifs.

Les représentants des salariés bénéficient d'un crédit d'heures égal à la moitié de la durée légale du travail.

Chaque administrateur nommé par l'assemblée générale est révocable par elle et doit être propriétaire d'au moins une action de la société détenue sous la forme nominative.

A l'initiative du président-directeur général, le conseil d'administration peut, s'il l'estime nécessaire et en fonction de l'ordre du jour, inviter des membres de l'entreprise ou des personnalités extérieures à l'entreprise à assister aux réunions du conseil d'administration sans voix délibérative.

Le secrétaire du comité d'entreprise ou de l'organisme en tenant lieu assiste au conseil d'administration sans voix délibérative.

Les personnes appelées à assister aux délibérations du conseil d'administration sont tenues aux mêmes obligations de discrétion que les administrateurs.

Conformément à la loi de 1983 précitée, le président du conseil d'administration de la société est nommé par décret, parmi les administrateurs, sur proposition du conseil d'administration. La durée de ses fonctions ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur. Son mandat peut être renouvelé dans les mêmes formes que celles de sa nomination. Il peut être révoqué par décret. Depuis l'Assemblée générale en date du 14 février 2006 qui a modifié les statuts d'EDF, le président du conseil d'administration ne doit pas être âgé de plus de 68 ans ; s'il vient à dépasser cet âge, il est réputé démissionnaire d'office.

La direction de la société est assumée, sous sa responsabilité, par le président du conseil d'administration, qui porte le titre de président-directeur général. Les dispositions législatives et réglementaires qui sont relatives au directeur général s'appliquent à lui.

En application de l'article L. 228-40 du code de commerce, le conseil d'administration peut déléguer au président-directeur général ou, en accord avec ce dernier, à un ou plusieurs directeurs généraux délégués, les pouvoirs nécessaires pour réaliser, dans un délai d'un an, l'émission d'obligations et en arrêter les modalités. La même délibération fixe les conditions dans lesquelles il est rendu compte de l'exercice de ces pouvoirs au conseil d'administration.

21.2.4 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.

A la date du présent Document de Référence, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'action.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'assemblée générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Les héritiers, créanciers, ayants droit ou autres représentants d'un actionnaire ne peuvent requérir l'apposition des scellés sur les biens et valeurs de la Société, ni en demander le partage ou la licitation, ni s'immiscer dans les actes de son administration ; ils doivent, pour l'exercice de leurs droits, s'en rapporter aux inventaires sociaux et aux décisions de l'assemblée générale.

Chaque fois qu'il sera 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 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.

21.2.5 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. Ces dispositions sont également applicables aux autres titres de toute nature émis par la Société.

Outre l'obligation légale d'informer la Société de la détention de certaines fractions du capital ou des droits de vote, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui viendrait à détenir directement ou indirectement, un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société est tenue, dans les cinq jours de bourse à compter de l'inscription des titres qui lui permettent d'atteindre ou de franchir ce seuil, de déclarer à la Société, par lettre recommandée avec accusé de réception, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur des titres est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des titres, d'effectuer les déclarations ci-dessus.

Cette déclaration doit être renouvelée dans les conditions ci-dessus, chaque fois qu'un nouveau seuil de 0,5 % est atteint ou franchi, à la hausse comme à la baisse, quelle qu'en soit la raison, et ce y compris au-delà du seuil de 5 % prévu à l'article L. 233-7 du code de commerce.

En cas d'inobservation des dispositions ci-dessus, le ou les actionnaires concernés sont, dans les conditions et limites fixées par la loi, privés du droit de vote afférent aux titres dépassant les seuils soumis à déclaration.

21.2.6 Assemblées générales

21.2.6.1 Convocations, conditions d'admission, exercice du droit de vote

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. Elles 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 145-2 à 145-4 du décret du 23 mars 1967. 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.

Les assemblées générales se composent de tous les actionnaires dont les titres sont libérés des versements exigibles et ont été inscrits en compte à leur nom cinq jours au plus tard avant la date de la réunion, dans les conditions ci-après :

- les propriétaires d'actions au porteur ou inscrites au nominatif sur un compte non tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux assemblées générales, déposer un certificat établi par l'intermédiaire teneur de leur compte constatant l'indisponibilité des titres jusqu'à la date de la réunion de l'assemblée générale, aux lieux indiqués dans ladite convocation, cinq jours au moins avant la date de la réunion ;
- les propriétaires d'actions nominatives inscrites sur un compte tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux assemblées générales, avoir leurs actions inscrites à leur compte tenu par la société cinq jours au moins avant la date de la réunion de l'assemblée générale.

Toutefois, le Conseil d'administration peut abréger ou supprimer ces délais de cinq jours.

L'accès à l'assemblée générale est ouvert à ses membres sur simple justification de leurs qualité et identité. Le Conseil d'administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à son conjoint ou à un autre actionnaire en vue d'être représenté à une assemblée générale. 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.

Il peut également voter par correspondance après avoir fait attester de sa qualité d'actionnaire, cinq jours au moins avant la réunion de l'assemblée, par le dépositaire du ou des certificats d'inscription ou d'immobilisation de ses titres. A compter de cette attestation, l'actionnaire ne peut choisir un autre mode de participation à l'assemblée générale. Le formulaire de vote doit être reçu par la Société au plus tard trois jours avant la date de la réunion de l'assemblée.

Les pouvoirs et les formulaires de vote par correspondance, de même que les attestations d'immobilisation des actions, peuvent être établis sur support électronique dûment signé dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires applicables en France.

21.2.6.2 Droits de vote double

Néant.

21.2.6.3 Limitation des droits de vote

Néant.

21.2.7 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la société

En vertu des statuts d'EDF, les modifications de son capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'Etat en dessous du seuil de 70 %. A l'exception de cette restriction, aucun autre dispositif statutaire ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la société par un tiers.

21.2.8 Obligations en matière de modifications du capital

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi.

22 Contrats importants

A l'exception du contrat de service public décrit à la section 6.4.3.3 (« Service public ») et des contrats conclus avec AEM Milan relatifs à la prise de participation conjointe dans Edison figurant à la section 6.3.1.3.1.3 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan »), EDF n'a pas conclu, au cours des deux dernières années précédant la date du présent Document de Référence, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal de ses affaires. Des informations relatives aux contrats conclus par le Groupe au cours de l'exerice 2005 figurent aux notes 13 et 36 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

23 Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts

Néant.

24 Documents accessibles au public

24.1. Consultation des documents juridiques

L'ensemble des documents juridiques relatifs à la Société (les statuts, rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques d'EDF et de ses filiales pour chacun des deux exercices précédant la date d'enregistrement du présent Document de Référence) devant être mis à la disposition du public, peuvent être consultés au siège social d'EDF, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08, pendant la durée de validité du Document de Référence.

L'annexe D du présent Document de Référence reprend l'ensemble des informations rendues publiques par le Groupe EDF au cours des douze derniers mois, en application de l'article 221-1-1 du Règlement général de l'AMF.

24.2. Responsable de l'information

Daniel Camus
Directeur général délégué Finances

David Newhouse
Directeur des Relations Investisseurs et de la Communication Financière
Tél : 01.40.42.32.45
Email : comfi-edf@edf.fr

25 Informations sur les participations

Concernant les entreprises dans lesquelles EDF détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence significative sur l'appréciation de son patrimoine, de se situation financière ou de ses résultats, voir chapitre 7 (« Organigramme ») et chapitre 6 (« Aperçu des activités ») ainsi que la note 40 figurant à l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2005

Glossaire

AIEA

Agence Internationale de l'Energie Atomique, basée à Vienne (Autriche).

Aléa générique

Dans le domaine nucléaire, incident technique non prévisible commun à un ensemble de centrales nucléaires.

ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs)

La loi du 30 décembre 1991 a créé un établissement public à caractère industriel et commercial, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), en charge de la gestion à long terme des déchets radioactifs. A ce titre, l'Agence, placée sous la tutelle des ministres de l'Industrie, de la recherche et de l'environnement, a notamment mis en service les centres de stockage de l'Aube pour la gestion à long terme des déchets à vie courte.

Amont

Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs Amont.

Architecte ensemblier

Pour EDF, la notion d'architecte ensemblier recouvre la maîtrise :

- de la conception et du fonctionnement des centrales ;
- de l'organisation des projets de développements ;
- du planning de réalisation et du coût de construction ;
- des relations avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Le rôle d'architecte-ensemblier assure à EDF la maîtrise de sa politique industrielle de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales.

ASN (Autorité de Sûreté Nucléaire)

L'ASN assure, au nom de l'Etat, 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 en charge notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est un organisme de plus de 300 personnes, placé sous l'autorité conjointe des ministres chargés de l'industrie, de l'environnement et de la santé. 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 MWe —, 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.

Aval

Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs aval.

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).

Centre de stockage

Les déchets radioactifs à vie courte de faible et moyenne activité (FMA) issus des centrales nucléaires, de l'usine de la Hague, ou encore de l'usine CENTRACO, sont expédiés vers le Centre de stockage de Soulaines dans l'Aube de l'ANDRA, opérationnel depuis 1992. Ce centre d'une capacité de 1 000 000 m^3 a déjà reçu 150 000 m^3 de déchets et possède une capacité d'accueil d'environ 60 ans.

Les déchets radioactifs à vie courte de très faible activité (TFA) sont expédiés vers le Centre de stockage de Morvilliers (dans l'Aube également) de l'ANDRA. Ce centre a été mis en service en octobre 2003, a reçu à ce jour 20 000 m^3 de déchets et possède une durée de fonctionnement de 30 années environ.

Chaîne de valeur électrique

La chaîne de valeur électrique comprend les activités non-régulées — production et commercialisation — et les activités régulées — transport et distribution.

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.

Combustible

Voir Assemblage/combustible

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 et/ou des réseaux nationaux de transport en cause.

CRE (Commission de régulation de l'énergie)

La Commission de Régulation de l'Energie a été 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 6.5.2.2 (« Législation française »).

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 de l'ordre de 11 g 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 %).

Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE)

Les DRIRE sont chargées de la coordination, au niveau régional, de l'inspection des installations classées pour la protection de l'environnement. L'activité des DRIRE s'exerce pour le compte du ministère en charge de l'environnement, sous l'autorité des préfets de département.

Disponibilité d'une centrale

Fraction du temps pendant laquelle une centrale est apte à produire. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la (capacité de production réelle ou productible annuelle / capacité de production théorique maximale) avec la capacité de production théorique maximale = puissance installée × 8760 h. Le Kd qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à

savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les période d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale. Pour le parc nucléaire d'EDF en France, la capacité de production théorique maximale est de 553 TWh (63,1 GW × 8,760 kh).

Effacement Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération.

Effets de change Les effets de change enregistrés en compte de résultat au cours d'un exercice, reflètent les variations de taux moyen de change entre l'euro et l'une ou l'autre des devises d'opérations des filiales du périmètre de consolidation du Groupe.

Effets de périmètre Les effets de périmètre, intervenus au cours d'un exercice donné, prennent en compte les acquisitions, cessions et évolutions du périmètre de consolidation du Groupe.

ELD Entreprise Locale de Distribution.

Enchères de capacité Début 2001 afin de faciliter l'ouverture du marché français, EDF s'est engagé à vendre aux enchères une partie de sa production, afin de permettre à des énergéticiens européens de la concurrencer en France comme elle le faisait à l'étranger. Cet accord, passé avec la Commission européenne, prévoyait qu'EDF vende des « capacités » électriques à hauteur de 6 000 MW soit 8 % de la production française d'électricité.

EAR (Earning at Risk) Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale du résultat d'une entreprise par rapport à son résultat budgété en cas d'évolutions défavorables de marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.

Energies renouvelables Energies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles sont essentiellement tirées des éléments terre, eau, air, feu, et du soleil. 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.

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.

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 %.

EPR *Réacteur nucléaire à eau pressurisée*. Réacteur Européen de la dernière génération de réacteur (dite génération 3) né d'une collaboration franco-allemande, offrant des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.

Conversion/Fluoration Egalement 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 ».

FNCCR Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies.

Gaz naturel liquéfié Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à —62 degrés C permettant de réduire 600 fois son volume.

Gaz à effet de serre 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 très probablement un rôle important dans le changement climatique. Le Protocole de Kyoto et la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 visent les six

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). Pour la période 2005-2007, seul le dioxyde de carbone fait l'objet en Europe de mesures de réduction d'émissions en application des plans nationaux d'allocation de quotas de gaz à effet de serre.

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.

Marge brute énergies

La marge brute énergies est construite à partir des données comptables du compte de résultat et représente la marge sur coûts d'énergies, de combustibles et d'acheminement dégagée par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et gaz).

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.

Midstream

Ensemble des actifs physiques permettant de disposer, d'acheminer et de moduler l'énergie gaz. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (gazoducs, stockage, terminaux GNL, etc.) ou contractuels (droits afférents dans les capacité pré-citées, contrats d'achats, etc.). Le segment midstream inclu les activités de négoce et de trading.

MOX

« *Mixed Oxydes* ». Combustible nucléaire à base d'un mélange d'oxydes d'uranium (naturel ou appauvri) et de plutonium.

MW/MWh

Le MWh est l'unité d'énergie produite par une installation égale à la puissance de l'installation, exprimée en MW, multipliée par la durée de fonctionnement en heures.

1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de W

1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 Megawattheure.

1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de W

1 TW = 1 000 GW

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 W (20 tranches) et le palier 1 500 MW (4 tranches).

Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ)

Ce plan s'inscrit dans le contexte du futur marché européen des permis d'émissions, visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre des industries de l'Union. Le PNAQ vise à plafonner les émissions de CO_2 des sites industriels et de production d'énergie les plus pollueurs pour la période 2005-2007.

Plutonium (Pu)

Elément de numéro atomique 94 (nombre de neutrons) 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.

Portefeuille d'actifs amont

Ensemble des actifs garantissant la disponibilité d'énergie électrique. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (centrales de production, ...) ou leur équivalent contractuel : contrats de long terme, participations, contrats donnant droit à une quote-part d'énergie produite.

Portefeuille d'actifs aval

Ensemble des engagements contractuels de cession d'énergie avec des opérateurs ou des clients finaux.

Radioprotection (Dosimétrie — Dose)

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.

Redispatching

Méthode de gestion des congestions sur le réseau consistant à redéployer des programmes prévisionnels de production.

Réseau de distribution — En aval du réseau de transport les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finaux (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).

RPD — Réseaux publics de distribution.

RPT — Réseaux publics de transport.

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.

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.

Télé-relève — Comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée du réseau.

Thermie (th) — 1 th équivaut à 1,163 kilowattheure ou 4,186.10*6 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.

Tritium (H3) — Isotope de l'hydrogène, émettant des rayonnements bêta, présent dans les effluents des réacteurs à eau.

Ultracentrifugation — Ce procédé consiste à faire tourner à très haute vitesse et dans le vide un bol cylindrique contenant de l'hexafluorure d'uranium (UF_6). Sous l'effet de la force centrifuge, les molécules les plus lourdes ((238)U) se concentrent à la périphérie tandis que les plus légères ((235)U) migrent vers le centre créant un effet de séparation isotopique.

Uranium (U) — 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.

UO_2 — Uranium naturel fluoré puis enrichi. Oxyde d'uranium, forme particulièrement stable chimiquement sous laquelle l'uranium est utilisé en tant que matière fissile dans les assemblages des réacteurs nucléaires à eau sous pression.

URE (Uranium ré-enrichi) — Pour être utilisé en réacteur, l'URT (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.

URT (Uranium de retraitement) — L'URT, 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.

VAR (Value at Risk) Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale en valeur économique (valeur de marché ou mark to market) subie par un portefeuille de flux financiers en cas d'évolutions défavorables du marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.

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 et les DOM).

Annexe A : Rapport 2005 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

GROUPE EDF

RAPPORT 2005 DU PRESIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET LES PROCEDURES DE CONTROLE INTERNE

Introduction

En application de la loi n° 2003-706 de sécurité financière du 1er août 2003, ce rapport rend compte des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place au sein d'EDF SA, incluant celles appliquées à l'égard de ses filiales contrôlées. Le plan de cette partie s'inspire du référentiel COSO[1] : un premier paragraphe décrit les éléments relatifs à l'environnement de contrôle et les trois paragraphes suivants listent les procédures associées aux trois objectifs reconnus du contrôle interne :

- les procédures de contrôle interne relatives à la réalisation et l'optimisation des opérations,
- les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières,
- les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements.

Enfin, la dynamique d'évolution du contrôle interne au sein du Groupe EDF ainsi que, selon les recommandations de l'Autorité des Marchés Financiers[2], le processus mis en œuvre pour élaborer et valider ce rapport, sont présentés en conclusion.

L'objectif de ce document n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein du Groupe mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs.

Ce rapport décrit les dispositifs en place durant toute l'année 2005.

Deux évolutions majeures sont à noter :

- une nouvelle politique d'audit et de contrôle interne, approuvée par le Comité Exécutif (Comex) le 22 novembre 2005 et qui est en cours de mise en œuvre (Cf. § 2.1.1),
- l'instauration, depuis l'introduction en bourse de la société, de procédures de nature à prévenir les infractions boursières (Cf. § 2.4.2)[3].

1. Gouvernement d'entreprise

1.1. Préparation et organisation des travaux du Conseil d'administration

1.1.1. Présentation du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Il se réunit en moyenne une fois par mois et délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques concernant le Groupe ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés. Il a ainsi examiné en 2005 de nombreux sujets en lien avec l'activité courante de l'entreprise et les sujets majeurs de l'année, en particulier la préparation et la réalisation de l'ouverture du capital ainsi que le dénouement du dossier EDISON. Pour examiner ces deux dossiers majeurs de l'année 2005, quatre Conseils exceptionnels ont été réunis, deux sur le dossier EDISON et deux en lien avec l'ouverture du capital de la société.

En 2005, le Conseil d'administration était composé de dix-huit administrateurs[4] : six représentants de l'Etat et six personnalités qualifiées nommés par décret, ainsi que six représentants élus des salariés.

Assistaient également au Conseil, sans voix délibérative, les membres de la mission de contrôle économique et financier de l'Etat[5] et le secrétaire du Comité d'Entreprise.

Les règles applicables en matière de cumul des mandats sont respectées par chacun des administrateurs.

Le règlement intérieur sur lequel s'est appuyé le fonctionnement du Conseil d'administration en 2005 est celui adopté en séance du 14 décembre 2004.

---

[1] Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

[2] Cf. rapport 2005 de l'AMF sur le gouvernement d'entreprise et le contrôle interne du 18 janvier 2006.

[3] Dans le cadre de l'entrée en bourse il a été rédigé un document de base enregistré par l'AMF le 13/07/05 et actualisé le 23/09/05.

[4] Cf. loi relative à la démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983.

[5] Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'Etat, conformément au décret du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

1.1.2. Nomination et pouvoirs du Président du Conseil et des Directeurs Généraux Délégués

Le Président de l'entreprise est nommé par décret sur proposition du Conseil d'administration.

Le Président du Conseil d'administration assume la fonction de Directeur Général. Le Conseil détermine les pouvoirs qu'il lui délègue.

Ainsi le Conseil d'administration doit-il être saisi pour :

- les opérations de croissance ou de cessions supérieures à 200 M€. Ce seuil est abaissé à 50 M€ pour les opérations qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société,
- les opérations immobilières supérieures à 150 M€,
- les opérations financières, déterminées chaque année par délibération spéciale du Conseil. Ainsi, en 2005 : les emprunts à long terme de plus de 2 Md€ et les cautions, avals ou garanties de plus de 500 M€. En outre, le Président rend compte au Conseil des cautions, avals ou garanties dont le montant unitaire est supérieur à 100 M€.
- les marchés, ou ensemble de marchés résultant d'une même consultation (hors achats de combustible nucléaire), d'un montant supérieur à 100 M€ ; les avenants de plus de 10 M€ pour les marchés initialement examinés par le Conseil et supérieurs à 100 M€ pour les marchés non examinés par le Conseil (y compris les avenants successifs éventuels dans ces deux cas).
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, par la société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des quantités supérieures à 7 TWh/an par opération.

En application de l'article 17 des statuts, le Conseil d'administration peut nommer, sur proposition du Président Directeur Général et à la majorité des membres présents ou représentés, jusqu'à cinq Directeurs Généraux Délégués. Leurs pouvoirs, et la durée de leur mandat, leur sont conférés par le Conseil d'administration, en accord avec le Président Directeur Général. Les Directeurs Généraux Délégués sont, à fin 2005:

- Jean-Louis Mathias, Directeur Général Délégué Intégration et Opérations Dérégulé France,
- Yann Laroche, Directeur Général Délégué Ressources Humaines et Communication,
- Daniel Camus, Directeur Général Délégué Finances.

1.1.3. Evaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Le taux de participation des administrateurs aux Conseils pour l'année 2005 est de 84,9 %. Ce taux est à mettre en relation avec le nombre élevé de séances du Conseil (14).

Conformément aux règles de bonne gouvernance d'entreprise qui recommandent de réaliser un travail d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration, le règlement intérieur du Conseil indique, dans son article 15, que « *le Conseil évalue chaque année son mode de fonctionnement* ». *De plus, ce règlement précise que « le Comité d'éthique fait chaque année au Conseil un compte-rendu (.../...) sur les évolutions des modes de fonctionnement du Conseil* ».

Cette évaluation a été effectuée via l'envoi d'un questionnaire examiné en Comité d'éthique puis approuvé par le Conseil d'administration du 19 octobre 2005.

Les résultats, examinés début 2006 par le Comité d'éthique et par le Conseil d'administration, témoignent d'un bon niveau de satisfaction des administrateurs dans leur ensemble. Cela n'exclut pas la réflexion sur des évolutions possibles du fonctionnement du Conseil d'administration.

1.2. Missions et fonctionnement des Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil s'est doté de Comités chargés d'examiner et de préparer en amont certains dossiers avant leur présentation en séance plénière. Ces instances sont à fin 2005 : le Comité d'audit, le Comité de la stratégie et le Comité d'éthique. Au cours de l'année 2006, le Comité des rémunérations sera installé.

1.2.1. Comité d'audit

Le Comité d'audit, composé de cinq membres, est présidé par un administrateur, personnalité externe au Groupe EDF. Il étudie et donne, avant passage au Conseil, son avis sur la situation financière de la Société, le plan moyen-terme et le budget, les comptes annuels et semestriels, sociaux et consolidés, la politique de contrôle des risques et le programme d'audit. Il procède également à l'audition des Commissaires aux Comptes.

Le taux de participation au Comité d'audit, avec un niveau moyen de 94 % sur l'année 2005, est élevé compte tenu d'un nombre important de séances (10).

Le suivi des risques a en particulier été régulièrement examiné au sein de ce Comité, avec une revue approfondie de la cartographie consolidée des risques du Groupe, des méthodes de contrôle des risques et du programme d'audit dans tous les domaines, y compris celui des marchés de l'énergie.

1.2.2. Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie, composé de sept membres, est présidé par un administrateur, personnalité externe au Groupe EDF. Il examine le plan de développement stratégique, la politique industrielle et commerciale, le contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et les partenariats. Il donne son avis sur tous les projets de croissance externe et interne ou de cession soumis préalablement au Conseil, sur les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire, sur le programme pluriannuel d'approvisionnement des

réacteurs et de services aval, ainsi que sur les marchés soumis à l'accord préalable du Conseil.

Le Comité de la stratégie s'est réuni quatre fois en 2005, avec un taux de participation de 85,7 %, taux très nettement supérieur à la moyenne observée depuis 2001 (75,1 %).

1.2.3. Comité d'éthique

Le Comité d'éthique, composé de six membres, est présidé par un administrateur, personnalité externe au Groupe EDF. Il veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il rend compte de ses travaux au Conseil sur :

- les méthodes choisies par la Société à cet effet,
- le processus éthique mis en place dans le Groupe,
- les évolutions des modes de fonctionnement du Conseil (Cf. § 1.1.3),
- le projet de rapport annuel hors résultats financiers
- les bilans annuels du Médiateur et du Délégué à l'éthique.

Le taux de participation au Comité d'éthique en 2005 (95,8 %) est le plus élevé depuis sa création en septembre 2001.

En 2005, ce Comité a notamment poursuivi un travail de réflexion approfondi sur la politique de partenariat avec les prestataires nucléaires.

1.3. Information et formation des administrateurs

Lors de chaque Conseil d'administration, le Président Directeur Général porte à la connaissance de ses membres les principaux faits et événements significatifs de la Société intervenus depuis la date du précédent Conseil d'administration.

L'entreprise communique également aux administrateurs des éléments d'information, que ceux-ci peuvent compléter par des rencontres avec les principaux dirigeants du Groupe sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

En outre, il est à noter qu'en 2005, des séances de formation des administrateurs ont été organisées notamment sur la mise en place des normes comptables internationales IFRS (International Financial Reporting Standards) ainsi que sur l'expertise financière.

2. Le contrôle interne du Groupe EDF

2.1. Environnement de contrôle

2.1.1. Politique de contrôle interne

Suite à un diagnostic détaillé établi à mi 2005 par la Direction de l'audit, une nouvelle politique de contrôle interne a été approuvée par le Comex le 22/11/2005. Celle-ci vise à renforcer la responsabilisation du management sur son contrôle interne, en cohérence avec sa délégation managériale. Plusieurs niveaux de contrôle sont identifiés :

- l'auto-contrôle et le contrôle hiérarchique réalisés au niveau des activités,
- le contrôle interne exercé à la maille de l'entité managériale responsable de la conduite des activités (unité ou filiale contrôlée rattachée à une Direction de la maison-mère),
- le contrôle interne exercé à la maille de l'entité de regroupement (Direction, Division ou filiale contrôlée directement rattachée à la tête de Groupe).

Chacun de ces niveaux de contrôle est construit en cohérence avec le niveau de délégation managériale correspondant et inclut le contrôle du contrôle exercé par le niveau inférieur. Par ailleurs, les anomalies détectées par un niveau de management ainsi que leur traitement sont communiqués au niveau supérieur.

Chaque directeur d'entité opérationnelle et fonctionnelle support du Groupe doit dorénavant désigner un « animateur de Contrôle Interne » et devra, pour la fin 2006, décrire son dispositif de contrôle interne sur la base de formats définis par le Groupe. Le Directeur de l'audit est chargé de l'animation de cette filière contrôle interne (professionnalisation de ses animateurs, élaboration de référentiels de contrôle et d'auto-diagnostic, ...) et assurera dans le cadre de sa mission le contrôle régulier de l'ensemble du dispositif (audits de « contrôle du contrôle interne »).

S'agissant des filiales non contrôlées, tels les cas particuliers d'Edison et d'EnBW où EDF n'est pas seul actionnaire, les administrateurs chefs de file représentant EDF sont invités à vérifier, dans le cadre de leurs prérogatives et en concertation avec les autres administrateurs, la qualité des dispositifs de contrôle interne de ces filiales.

2.1.2. Démarches Éthique et Qualité Environnementale

2.1.2.1. Démarche Ethique

La démarche éthique lancée en 2003 est le cadre de référence de la refonte ou de l'élaboration de codes de conduite liés à certains domaines ou métiers du Groupe :

- en 2004, les procédures d'achats et l'utilisation des moyens informatiques,
- en 2005, l'élaboration d'une charte fournisseur et la révision de la charte d'audit (Cf. § 2.1.4.3).

De même, la démarche éthique est prise en compte dans les processus fondamentaux comme le recrutement, la formation et l'évaluation des performances. En 2005 cette démarche éthique a

inspiré des démarches analogues dans des sociétés filiales : démarche commune des quatre sociétés polonaises, démarche développée à EDF Energy et dans la société-projet Nam Theun, démarche initiée à EnBW.

En mai 2005, le Délégué à l'éthique et à la déontologie a présenté au Conseil d'administration un rapport d'activité sur le déploiement de la démarche éthique dans le Groupe depuis mars 2003 et un bilan de la première année de fonctionnement (2004) du dispositif d'alerte éthique. Sur un total de cent trente requêtes à caractère éthique, le traitement, en appui du management, des alertes avérées s'est traduit par des mesures individuelles de correction ou de réparation, ou par des mesures collectives visant les procédures ou les comportements.

Les résultats de l'exercice 2005 sont cohérents avec ceux de 2004 ; ils ne modifient pas les constats faits pour cet exercice.

2.1.2.2. Démarche Qualité Environnementale

La certification environnementale du groupe EDF a été renouvelée en 2005 par un nouvel organisme certificateur[6]. Le certificat a été remis en décembre 2005. Ceci confirme la qualité du système de management environnemental qui fonctionne maintenant depuis 2002 tout en s'adaptant à la nouvelle organisation du groupe.

Cette certification garantit une meilleure maîtrise des risques environnementaux et une plus grande prise en compte de l'environnement par les opérationnels.

2.1.3. Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Conseil d'administration d'EDF consent une délégation de pouvoirs au PDG et à ses DGD qui en subdélèguent certains à leurs collaborateurs directs. Ces délégations servent de fondement à celles consenties aux principaux responsables opérationnels. A la suite des changements d'organisation de la société opérés fin 2004, de nouvelles délégations de pouvoirs ont été mises en place en 2005.

Depuis juin 2003, les délégations de pouvoirs ont permis une mise sous contrôle plus forte des achats en déléguant le pouvoir de signature des contrats d'achats au seul Directeur des Achats.

La délégation « exploitant nucléaire » est confiée au Directeur de la Direction Production Ingénierie, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions Exploitation Nucléaire et Ingénierie Nucléaire.

Les habilitations techniques qui donnent l'autorisation d'exercer des activités relatives aux installations (centrales de production, lignes électriques,...) sont délivrées par chaque chef d'établissement. Au préalable, les compétences afférentes sont évaluées. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnel EDF et prestataires.

2.1.4. Les acteurs fonctionnels du contrôle interne

2.1.4.1. Organes de Pilotage du Groupe

L'organisation du Groupe répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré et associer les opérationnels aux mécanismes de décision.

Le Comité Exécutif (Comex) comprend neuf membres auxquels sont rattachées directement les Directions opérationnelles et fonctionnelles. Sa composition traduit le souci de traiter de façon homogène les trois domaines d'enjeux prioritaires pour le Groupe :

- les activités régulées en France,
- les activités en concurrence en France,
- l'international.

Des comités spécifiques décisionnels, en nombre réduit, complètent l'action du Comex : le Comité Coordination France, le Comité des Engagements et Participations, le Comité des Cadres Dirigeants et le Conseil de la Sûreté Nucléaire.

2.1.4.2. La Direction Financière (DF)

La DF assure le suivi et la maîtrise des risques financiers. Elle mène une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières ; elle analyse les risques financiers des projets. Le DGD Finances préside le Comité des Engagements et Participations (Cf. § 2.2.3.1)

Au sein de la Direction Controlling Groupe :

- **Le Contrôle de Gestion** a pour missions :
  - de piloter les processus du cycle de gestion du Groupe (élaboration des budgets et plans à moyen terme découlant du Projet Industriel), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de conseil dans l'analyse, avant décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés.
  - d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de re-prévisions au minimum trois fois par an), ainsi que des résultats opérationnels, est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions Opérationnelles et des Filiales,
  - d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière.

Le contrôle de gestion est implanté au niveau de chaque entité managériale. Les contrôleurs de gestion font partie du Comité de direction des entités auxquelles ils appartiennent. Les Directeurs Gestion Finances des entités sont nommés et évalués par le Directeur Général Délégué Finances.

[6] DNV Norsk Veritas

- **La Comptabilité** a pour missions :
  - d'élaborer le référentiel de groupe qui garantit l'unicité des traitements comptables et leur correcte alimentation par les processus amont,
  - de définir annuellement un référentiel de contrôle décliné par processus,
  - d'organiser un retour sur la mise en œuvre par les entités des contrôles prescrits dans le domaine comptable et financier (Cf. § 2.3.2.2).

Au sein de la Direction Corporate Finance et Trésorerie le Département Contrôle des Risques Financiers est en charge de la maîtrise au niveau du Groupe des risques de taux, de change, de liquidité et de contrepartie (Cf. § 2.2.2.2).

2.1.4.3. La fonction Audit de Groupe

La fonction audit de Groupe est constituée de l'ensemble des moyens de contrôle du Groupe, maison-mère et filiales[7], exerçant une activité d'audit interne. Le pilotage de cette fonction est placé sous la responsabilité du Président qui en confie la mission au Directeur de l'Audit. Conformément à la loi SPEGEEG[8] du 9 août 2004, le distributeur EDF a créé sa propre fonction d'audit. Une décision du Président du 10 septembre 2004 en définit les principes de fonctionnement dans le cadre de la fonction Audit de Groupe. Elle veille au respect des règles de confidentialité vis à vis des informations sensibles et à l'optimisation des ressources dédiées au contrôle.

La direction de l'audit du Groupe qui intervient sur l'ensemble du périmètre accessible du Groupe[9] applique les normes internationales définies par « The Institute of Internal Auditors » :

- Normes de qualification :
  - les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs sont définies dans une charte validée par le Comex le 10 mars 2003 et présentée au Comité d'audit. Sur la base du retour d'expérience et d'un benchmark, cette charte est en cours de révision,
  - le Directeur de l'audit est directement rattaché au Président,
  - tous les auditeurs sont formés à une même méthodologie alignée sur les normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du Groupe, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission et le passage à l'audit est considéré comme professionnalisant et valorisant,
  - le nombre d'auditeurs est d'ordre semblable à la moyenne observée dans l'industrie : 0,5 auditeur pour 1000 salariés[10],
  - le processus d'audit est décrit sous forme d'un plan qualité et des indicateurs de performance permettent d'en suivre les différentes phases. Une évaluation indépendante a été menée début 2005. Cette évaluation a confirmé la robustesse des processus en place, les améliorations apportées, tel le renforcement du suivi des audits, étant placées dans la logique de recherche d'amélioration continue.
- Normes de fonctionnement :
  - le programme d'audit est arrêté par le Président après examen par le Comité d'audit. Il est établi sur la base de la cartographie des risques Groupe et comprend également des audits des dispositifs de contrôle interne mis en place par les Divisions opérationnelles et fonctions corporate (Cf. politique de contrôle interne) ainsi que des audits de projet. Des audits dits « flash » sont également réalisés à la demande d'un membre du Comex (six en 2005),
  - les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités, font l'objet de plans d'actions de leur part. Au cours de l'année qui suit, la Direction de l'audit s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives,
  - les rapports sont rédigés selon trois niveaux de lecture pour faciliter leur appropriation : rapport détaillé pour les audités, rapport de synthèse pour les responsables des audités, synthèse pour les membres du Comex,
  - deux points de rencontre systématiques avec le Président ainsi qu'avec le Comité d'audit sont organisés pour examiner le programme d'audit, les faits saillants ainsi que les clôtures des audits.

En parallèle avec le renforcement des dispositifs de contrôle interne dans le cadre de la nouvelle politique, la direction de l'audit se recentre logiquement sur son cœur de métier : le « contrôle du contrôle interne », l'animation de la filière contrôle interne et la réalisation des audits transverses et/ou relatifs aux risques de niveau Groupe.

Pour contribuer à l'amélioration des dispositifs de contrôle qui devront être confortés par les Divisions, la Direction de l'audit a établi, fin 2005, un diagnostic sur la prévention, la détection et le traitement des fraudes.

Enfin des audits de projets sont réalisés afin de vérifier dès l'amont la bonne prise en compte des facteurs de risque dans l'organisation même du projet (cf. audits ouverture du capital et actionnariat salarié).

2.1.4.4. La Direction du Contrôle des Risques Groupe (DCRG)

Dans un contexte évolutif, le Groupe a renforcé son dispositif de gestion des risques par la mise en place d'un processus global de gestion et de contrôle piloté par la DCRG, rattachée au Président d'EDF. Les principales missions de la DCRG sont les suivantes :

- alerter le Président et le Comex sur les risques émergents ou insuffisamment perçus,
- construire et mettre à jour semestriellement la cartographie consolidée des risques du Groupe identifiés par chaque entité (Cf. § 2.2.1),
- consolider et actualiser la politique de contrôle des risques du Groupe en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise

[7] Selon des accords au cas par cas pour les filiales non contrôlées par EDF. Ainsi le Gestionnaire de Réseau de Transport d'Electricité (RTE EDF Transport), dans le cadre de la loi du 10 février 2000 qui lui confère l'autonomie de gestion, a développé ses propres moyens de contrôle : Mission Audit et Révision Comptable et Financière.

[8] Service Public de l'Electricité et du Gaz et Entreprises Electriques et Gazières.

[9] Cf. note 7.

[10] Source IFACI : résultat de l'enquête sur la pratique de l'audit interne en France en 2005.

en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (Cf § 2.2.2),

- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées par les porteurs des dossiers à enjeux Groupe présentés pour décision à des instances de niveau Comex (CEP, CEC...),
- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies du Groupe et, plus généralement, assurer le contrôle de ces risques marchés énergies (cf § 2.2.2.1),
- actualiser et faire vivre la politique du Groupe en matière de gestion de crise (cf. décision du Président du 14 juin 2005), en organisant notamment des exercices de crise réguliers et en se préparant aux crises directement liées aux métiers du Groupe, ainsi qu'à celles émergentes de toute nature,
- assurer le contrôle de l'ensemble des fournisseurs et marchés sensibles en liaison avec la direction des Achats et les Directions métiers concernées.

La DCRG, qui assure ses missions en toute indépendance, s'appuie sur plusieurs réseaux de correspondants spécialisés au sein du Groupe (Directions opérationnelles, filiales et niveau corporate).

2.1.4.5. La Direction Juridique (DJ)

Afin d'intervenir au plus près des instances de décision, que cela soit au niveau du Comex, des Directions ou au niveau régional, l'organisation de la DJ est calée sur celle du Groupe EDF. La DJ exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires ; elle est saisie pour la rédaction des contrats ainsi que pour l'analyse des risques juridiques relatifs aux projets de l'entreprise. Elle assure également le suivi centralisé des contentieux importants. L'ensemble de ses activités lui permet d'exercer une fonction d'alerte et de prévention des contentieux.

2.1.5. Les contrôles externes

Comme toute société cotée, EDF est soumise aux contrôles de l'Autorité des Marchés Financiers. Les Commissaires aux Comptes certifient les comptes d'EDF au 31 décembre et effectuent une revue limitée au 30 juin. Les comptes des filiales sont également certifiés par leurs auditeurs externes locaux.

Par son caractère d'entreprise détenue majoritairement par l'état, EDF est soumise à des contrôles spécifiques tant dans les domaines financiers, de gestion et de contrôle interne (Cour des Comptes, Contrôleurs d'Etat, Inspection des Finances, Commission des Affaires Economiques de l'Assemblée Nationale et du Sénat) que d'achats (Commission des Marchés).

EDF fait l'objet d'évaluations par les agences de notation financières, environnementales et sociétales.

Compte-tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) ainsi que par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection.

Les résultats de ces différents contrôles externes alimentent les programmes de contrôle interne.

2.2. Les procédures de contrôle relatives à la réalisation et à l'optimisation des opérations

2.2.1. Contrôle des risques Groupe

En cohérence avec les échéances associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, la cartographie des risques majeurs du Groupe est actualisée et consolidée chaque semestre par la DCRG à partir des éléments fournis par chaque entité. Cette cartographie semestrielle fait l'objet d'une validation par le Comex et d'une présentation au Comité d'audit ainsi qu'aux Commissaires aux Comptes. Elle permet aux dirigeants et aux organes sociaux du Groupe d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle. Chaque risque identifié doit faire l'objet d'un plan d'action décrit.

Les risques majeurs du Groupe sont placés sous la responsabilité d'un pilote désigné par le Comex.

Le processus de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus de l'entreprise : programme d'audit, assurances, contrôle des engagements-participations...

Le chapitre «Facteurs de risques» du document de référence AMF est établi à partir de la cartographie des risques du Groupe qui constitue le référentiel à jour en matière de risques majeurs.

2.2.2. Politiques sectorielles de contrôle de risques

2.2.2.1. Contrôle des Risques Marchés Energies

La décision du Président du 9 décembre 2005 formalise la politique de risques marchés énergies qui codifie la gestion de ces risques au sein du Groupe et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Cette politique s'applique pleinement aux entités et filiales dont le Groupe a le contrôle opérationnel. Pour les autres filiales, les administrateurs EDF ont la charge d'en promouvoir la mise en oeuvre.

Ce document explicite plus particulièrement :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition du Groupe,
- les processus de contrôle des risques impliquant la direction du Groupe en cas de dépassement des limites de risques. A noter qu'un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading compte tenu de la spécificité des métiers exercés et de la réactivité nécessaire,
- l'indépendance de la filière contrôle des risques marchés énergies rattachée fonctionnellement à la DCRG.

Le Comex valide annuellement les mandats de gestion de risques des entités qui lui sont présentés avec le budget. Par ailleurs, le

Comité d'audit rend un avis sur la politique de risques marchés énergies du Groupe.

2.2.2.2. Contrôle des risques Financiers

Le développement du Groupe a conduit à la mise en place d'une structure dédiée, le Département Contrôle des Risques Financiers, en charge de la maîtrise au niveau du Groupe des risques de taux, de change, de liquidité et de contrepartie. Ce contrôle s'exerce via :

- la définition d'une politique et de principes de gestion des risques et le contrôle de leur bonne application, notamment au travers du calcul régulier d'indicateurs de risque et du suivi de limites de risque,
- des missions de contrôle — méthodologie et organisation — sur les entités et filiales contrôlées du Groupe,
- le contrôle opérationnel de la Salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie du Groupe. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique le directeur Trésorier du Groupe, le chef de la Salle des marchés et le responsable du Contrôle des Risques Financiers, qui sont en outre immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Un Comité ad hoc vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques éventuelles. Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles.

Il est rendu compte de la mise en œuvre des politiques de gestion des risques financiers au Comité d'audit sur un rythme annuel.

Rattaché à la Direction Corporate Finance et Trésorerie de la Direction Financière, ce Département a un lien fonctionnel fort avec la Direction du Contrôle des Risques Groupe en vue de garantir son indépendance.

2.2.3. Contrôles spécifiques

2.2.3.1. Procédure d'approbation des engagements

Le Comité des Engagements et des Participations (CEP) a repris en 2005, en les élargissant, les attributions du Comité des Investissements Groupe. Présidé par le Directeur Général Délégué Finances, le CEP examine l'ensemble des engagements du Groupe, notamment les projets d'investissements et les contrats long terme ''Combustibles''. Il valide tout investissement d'un montant supérieur à 20 M€. Depuis fin mars 2003, les réunions des Comités sont systématiquement précédées d'une réunion où sont associés les experts du niveau corporate (DCRG, DJ, DF...) afin de vérifier l'exhaustivité et la profondeur des analyses de risques des projets présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts et en particulier la valorisation des scénarios de stress.

2.2.3.2. Pilotage et contrôle du Système d'Information (SI)

La mise en place du Comité Stratégique SI, présidé par le Directeur Général Délégué Finances, a été reportée à l'année 2006. La stratégie d'ensemble du Groupe dans le domaine des systèmes d'information y sera alors présentée. Au cours de l'année 2005, les décisions les plus urgentes dans le domaine des systèmes d'information ont été prises par la Direction Générale en Comité Coordination France (7 dossiers présentés).

L' « IS Group Committee », qui s'est réuni cinq fois en 2005, est chargé de préparer de manière collégiale les décisions clé concernant la filière SI. Il est présidé par le Directeur des Systèmes d'Information du Groupe qui est à la fois animateur de la filière et garant vis-à-vis du Comex de l'atteinte de ses objectifs. Ce Comité est le lieu de suivi de la politique Sécurité des SI définie le 19 septembre 2005 et de consolidation des risques de cette filière.

2.2.3.3. L'administration et la surveillance des filiales

Toute société filiale ou en participation est rattachée à un Directeur, membre du Comex ou à son délégué. Ce dernier assume le pilotage de la stratégie de l'entreprise pour cette société ainsi que celui des administrateurs qu'il y désigne et auxquels il adresse une lettre de mission et une lettre d'objectifs.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, en place depuis 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par le COMEX,
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF au conseil des sociétés filiales et en participation, en fonction de la stratégie définie par les Directeurs de rattachement,
- au respect du processus de désignation des administrateurs, préalable managérial à la proposition de nomination (conformité à la composition cible, contrôle du nombre de mandats, avis du hiérarchique de l'administrateur proposé,...),
- à la professionnalisation des nouveaux administrateurs (information via le site internet de la communauté administrateurs, formation via les séminaires et ateliers administrateurs).

2.2.4. Autres politiques de contrôle

EDF a également défini :

- une politique environnementale Groupe signée par le Président le 10 juin 2005,
- une politique assurance Groupe, validée par le Comex en mars 2003. Cette politique a été présentée au Conseil d'administration le 1er juillet 2004 pour faire suite au dossier qui avait été présenté aux administrateurs le 23 octobre 2003 sur la couverture du risque « tempête » pour le réseau de distribution. Le Conseil a pris acte du bilan sur la situation du groupe EDF au regard des risques assurables identifiés et sur les couvertures mises en place à ce jour. Il a par ailleurs validé le programme de travail 2004/2005 et demandé que les résultats de ce programme de travail lui soient exposés au premier semestre 2006,

- une politique santé-sécurité, signée par le Président en octobre 2003.

2.3. Les procédures de contrôle relatives à la fiabilité des informations financières

2.3.1. Comptes du Groupe EDF

2.3.1.1. Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF sont conformes aux règles internationales (IFRS), incluant, depuis le 1er janvier 2005, les effets des normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers et IFRS 4 relative aux contrats d'assurance.

Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes.

2.3.1.2. Procédure d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont publiés semestriellement. Les comptes annuels et semestriels sont présentés au Comité d'audit et sont arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes annuels sont approuvés en Assemblée Générale.

Conformément aux objectifs de réduction des délais de publication de l'information financière arrêtés par le Groupe, la publication des comptes 2005 a été anticipée de trois semaines par rapport à l'année 2004.

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation à partir des données saisies localement dans chaque entité (unités de la maison mère et filiales) retraitées conformément aux normes du Groupe, selon un plan de comptes unique.

Des contrôles de cohérence sont assurés par l'utilisation d'outils de consolidation et d'identification des échanges au sein du Groupe.

La qualité de la comptabilité s'appuie sur une analyse détaillée des comptes et de leurs variations réalisée à chaque consolidation trimestrielle. Cette analyse est enrichie par un rapprochement avec le contrôle de gestion à différents niveaux de la production de la comptabilité du Groupe.

2.3.2. Comptes de la maison-mère EDF SA

2.3.2.1. Principes et normes comptables

Les comptes sociaux de la maison-mère EDF SA sont établis conformément à la réglementation française. Les options compatibles avec les règles internationales (IFRS) sont privilégiées lorsque cela est possible.

2.3.2.2. Procédure d'établissement et de contrôle des comptes

La qualité de la production comptable des Directions est garantie par une contractualisation avec la Division Comptabilité Consolidation. Cette contractualisation donne lieu, pour chaque niveau de management, à des attestations annuelles de fin d'exercice qui fournissent l'image de la qualité comptable pour l'exercice écoulé et définissent les voies d'amélioration pour l'exercice suivant. Par ailleurs, plusieurs missions d'audit portant sur le périmètre de la fonction comptable sont inscrites au plan d'audit du Groupe (à titre d'exemples, en 2005 : gestion des Capex, gestion des obligations d'achats, prévention, détection et traitement des fraudes).

En complément aux comptes sociaux, aux termes de la loi[11], EDF présente à la CRE, après examen par les Commissaires aux Comptes, des comptes dissociés par domaine d'activité : production, distribution d'électricité et autres activités. Ces comptes sont élaborés en conformité avec les principes de dissociation et les recommandations formulés par la CRE. L'activité transport a été filialisée le 1er septembre 2005 avec effet rétroactif au 1er janvier 2005. Cette activité est désormais portée par RTE EDF Transport et donc exclue du périmètre de dissociation d'EDF SA.

2.3.3. Contrôle interne de la qualité de la comptabilité au sein de la maison mère

Le domaine comptable et financier, doté historiquement de dispositifs de contrôle interne, s'intègre dans la nouvelle politique de contrôle interne définie au niveau du Groupe fin 2005.

Au sein d'EDF SA, les procédures de contrôle de la production comptable, déjà décrites dans le rapport sur le contrôle interne établi au titre de 2004, ont été mises en œuvre, conformément au référentiel de contrôle de la qualité comptable décliné par processus et défini tous les ans par la Division Comptabilité Consolidation.

2.3.3.1. Actions de contrôle interne menées en 2005

Dans la perspective de l'ouverture du capital et de la cotation en bourse, le contrôle interne du domaine comptable et financier a été de plus en plus ciblé sur les zones à risques et à enjeux :

- le contrôle des règles de sécurité financière a été renforcé sur les délégations, les habilitations et les cumuls de tâches. De plus, EDF Gaz de France Distribution a établi un kit de sécurité financière spécifique à son activité,
- le domaine clientèle (suivi des comptes clients, portefeuilles contentieux et suivi du Besoin en Fonds de Roulement) a été contrôlé pour préparer le transfert ultérieur de ces comptes à la Direction Commerce,

[11] Loi 2000-108 du 10 février 2000 modifiée par la loi 2004-803 du 9 août 2004.

- le domaine facturation des clients (parts énergie et acheminement) a fait l'objet de contrôles garantissant la bonne évaluation du chiffre d'affaires.

Le processus d'intégration des systèmes d'information financière s'est poursuivi, notamment chez EDF SA, avec la préparation du déploiement du programme SAP au sein des Systèmes Energétiques Insulaires et d'EDF Gaz de France Distribution en 2006 et 2007. Des travaux de remise à plat des processus ont débuté afin de garantir la sécurité financière.

Les mesures propres à assurer le renforcement de la confidentialité de l'information financière dans l'ensemble de l'entreprise ont été poursuivies.

2.3.3.2. Plan d'actions 2006

Les actions seront principalement orientées sur la qualité des informations publiées (qualité des analyses et des commentaires associés à l'établissement des comptes produits localement afin de fluidifier et d'accélérer la production des comptes au niveau groupe).

La mise à jour par la Division Comptabilité Consolidation du référentiel sécurité financière intégrant l'évolution du statut juridique de l'entreprise et la généralisation de l'outil SAP sera achevée en 2006.

La prise en compte des règles de sécurité financière dans le déploiement de SAP se poursuivra en 2006.

Par ailleurs, la Division Comptabilité Consolidation poursuivra l'amélioration du contrôle interne dans le domaine comptable et financier par :

- l'adossement à la nouvelle politique de contrôle interne du Groupe adoptée fin novembre 2005,
- la continuation du renforcement du dialogue avec les entités (animation d'un réseau, échange de bonnes pratiques,...),
- le renforcement du référentiel de contrôle dans les processus ventes en lien avec la sécurité financière.

2.4. Les procédures de contrôle relatives à la conformité aux lois et aux règlements

2.4.1. Réglementation liée à l'exploitation industrielle

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent en plus de celles précédemment citées (cf. § 2.1.2.2 ''Démarche Qualité Environnementale'') :

Pour le nucléaire, deux acteurs peuvent être mentionnés en particulier :

- **l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire** (IGSN) qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires et dont le rapport annuel est publié à l'externe,
- **l'Inspection Nucléaire,** service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer le niveau de sûreté des différentes entités de la DPN.

Dans les autres domaines (comme par exemple le contrôle des appareils à pression et la surveillance des barrages), chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

2.4.2. Réglementation boursière

Enfin, depuis son entrée en bourse, EDF a préparé des procédures de nature à prévenir les infractions boursières.

Ainsi une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie.

En particulier il a été constitué un comité de l'information financière dont les principales missions sont d'assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF ainsi que d'examiner et de valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière. Ce comité comprend des représentants de la Direction financière, de la Direction de la communication et de la Direction juridique. Il est présidé par le Directeur Général Délégué Finances.

Par ailleurs, il a été rédigé une charte de déontologie boursière dont l'objectif est de rappeler les règles en matière de délit d'initié et de prévoir des périodes au cours desquelles les dirigeants et salariés initiés sont invités à ne pas effectuer de transactions sur les titres de la société. La liste correspondante est en cours d'établissement.

2.4.3. Autres réglementations

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

La mise en place de systèmes de management, en particulier dans le domaine environnemental (cf § 2.1.2.2) et de la Santé Sécurité, a permis d'obtenir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires.

3. Dynamique d'Evolution

Depuis plusieurs années, les différentes évolutions dans l'organisation et les modes de fonctionnement du Groupe ont permis de clarifier et de renforcer les procédures de contrôle interne. Ainsi la mise en place d'un processus de gestion et de contrôle des risques, l'affirmation de la démarche éthique, la volonté de normaliser et d'accélérer la production des comptes consolidés (notamment en anticipant sur les nouvelles normes comptables) et plus récemment la mise en place d'une nouvelle

organisation du Groupe s'inscrivent dans cette dynamique d'amélioration continue.

Aussi le Groupe EDF considère que la Loi sur la Sécurité Financière constitue une opportunité pour renforcer cette dynamique en impliquant les responsables managériaux.

La mise en place récente d'une nouvelle politique de contrôle interne, qui vise à responsabiliser les managers sur leurs propres dispositifs de contrôle interne et qui recentre en conséquence la Direction de l'audit sur le contrôle de ce contrôle et l'audit des enjeux transverses et critiques pour la tête de Groupe, s'inscrit dans cette logique.

Ce rapport, établi sur la base de ceux rédigés en 2003 et 2004, a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit et réunissant des experts des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Corporate Finance Trésorerie et Comptabilité ainsi que le Secrétariat Général du Conseil d'administration et le Cabinet de la Présidence. Différents contributeurs, tels la Délégation à l'Ethique et à la Déontologie, la Direction du Système d'Information, la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction Environnement et Développement Durable et la Direction Management et Organisation ont également été sollicités.

Ce rapport a été examiné successivement par les Directeurs Généraux, le Comité d'audit (17 février 2006) et le Conseil d'administration (22 février 2006). Il a également fait l'objet d'échanges avec les Commissaires aux Comptes.

Paris le 22 février 2006

Le Président d'EDF SA

Pierre GADONNEIX

Annexe B : Rapport des Commissaires aux comptes établi en application de l'article L.225-235 du code de commerce

Electricité de France S.A.

Siège social : 22 – 30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes établi en application de l'article L.225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil d'administration, pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Electricité de France SA et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005.

Il appartient au Président de rendre compte, dans son rapport, notamment des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration et des procédures de contrôle interne mises en place au sein de la société.

Il nous appartient de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations données dans le rapport du Président concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Nous avons effectué nos travaux selon la doctrine professionnelle applicable en France. Celle-ci requiert la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations données dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière. Ces diligences consistent notamment à prendre connaissance :

- des objectifs et de l'organisation générale du contrôle interne, ainsi que des procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, présentés dans le rapport du Président ;
- des travaux sous-tendant les informations ainsi données dans le rapport.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations données concernant les procédures de contrôle interne de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 9 mars 2006

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Amadou Raimi

Tristan Guerlain

Annexe C : Mandats des administrateurs et des directeurs généraux délégués exercés au cours des 5 dernières années (hors EDF)

	Mandats en cours		Mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés	
Nom	**Société/Organisme**	**Fonction**	**Société/Organisme**	**Fonction**
Pierre Gadonneix	Dalkia	Membre du Conseil de Surveillance	Gaz de France	Président
	Transalpina di Energia	Président du Conseil d'administration	Fondation Gaz de France	Président
	Association Electra	Président du Conseil d'administration	Gaz de France International	Président
	Edison	Administrateur	Petrofigaz (puis Solfea)	Administrateur
	Conseil Economique et Social	Membre	MEGAL GmbH	Vice-Président membre du Conseil de Surveillance
	Conseil Mondial de l'Energie	Vice-Président Europe	NOVERCO Inc.	Administrateur
			C3 SAS	Président
Michèle Rousseau			Gaz de France	Commissaire du Gouvernement
			Inria Transfert	Administratrice
André Aurengo	—	—	—	—
Bruno Bézard	France Télévisions	Administrateur	Renault	Administrateur
	Areva	Administrateur	France Télévisions	Administrateur
	SNCF	Administrateur	France Télécom	Administrateur
	La Poste	Administrateur		
Pierre-Mathieu Duhamel	Air France-KLM	Administrateur	Comité de l'Energie Atomique	Membre
	France Télécom	Administrateur		
	SNCF	Administrateur		
Yannick d'Escatha	CNES	Président du Conseil d'administration	France Télécom	Administrateur
	Ecole Polytechnique	Président du Conseil d'administration	SNET	Administrateur
	Arianespace SA	Représentant permanent du CNES	EnBW	Membre du Conseil de Surveillance
	Arianespace Participation	Représentant permanent du CNES		
	STARSEM	Censeur au Conseil d'administration		
François Jacq	—	—	—	—
Jean-Pierre Lafon	Areva	Membre du Conseil Surveillance	Comité de l'Energie Atomique	Membre
Franck E. Dangeard	Thomson	Président-Directeur Général	Thomson	Administrateur puis Président non-exécutif
	Orange	Administrateur	Equant	Administrateur
	Calyon (Groupe Crédit Agricole)	Administrateur		
	Eutelsat	Administrateur		
Daniel Foundoulis	—	—	—	—
Claude Moreau	SCI Maison de l'Industrie	Gérant	—	—
Henri Proglio	Veolia Transport	Président du Conseil d'administration	Vivendi Environnement	Président du Directoire
	Veolia Eau	Gérant	B 1998 SL	Administrateur
	Veolia Propreté	Président du Conseil d'administration	CEO	Membre du Conseil de Surveillance
	Dalkia	Membre des Conseils de Surveillance A & B	CFSP	Membre du Conseil de Surveillance
	Dalkia France	Président du Conseil de Surveillance	Comgen Australia	Administrateur
	Dalkia International	Administrateur	Connex	Directeur Général
	Eaux de Marseille	Administrateur	Connex Asia Holdings	Administrateur
	Sarp	Administrateur	Connex Leasing	Administrateur
	Sarp Industries	Administrateur	Connex Transport AB	Administrateur
	Veolia Water	Président du Conseil d'administration	Connex Transport UK	Administrateur
	Collex	Director	Coteba Management	Administrateur
	Veolia Transport Australia	Director	Dalkia	Administrateur

	Mandats en cours		Mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés	
Nom	**Société/Organisme**	**Fonction**	**Société/Organisme**	**Fonction**
			Eaux de Melun	Membre du Conseil de Surveillance
	VES	Director	Esterra	Administrateur
	Siram	Director	FCC Espagne	Administrateur
	Onyx Asia	Director	Grucycsa	Administrateur
	VT Northern Europe	Director	Montenay International	Administrateur
	ONAC	Director	Onel	Administrateur
	Casino Guichard Perrachon	Administrateur	ONYX	Directeur Général
	CNP Assurances	Membre du Conseil de Surveillance	ONYX UK Holdings	Administrateur
	Elior	Membre du Conseil de Surveillance	OWS	Administrateur
	Lagardère	Membre du Conseil de Surveillance	SAFISE	Administrateur
	Thales	Administrateur	SEURECA	Administrateur
			Veolia UK	Administrateur
			Veolia Water	Directeur Général
			Wasco	Administrateur
			CNES	Administrateur
			Vinci	Administrateur
Louis Schweitzer	Renault	Président du Conseil d'administration	Compagnie Financière Renault	Administrateur
	Haute Autorité de Lutte contre les Discriminations et pour l'Egalité (HALDE)	Président	Pechiney	Administrateur
	BNP-Paribas	Administrateur	Renault Crédit International Banque	Administrateur
	L'Oréal	Administrateur	Renault-Nissan BV	Président du Directoire
	Veolia Environnement	Administrateur		
	AB Volvo	Administrateur		
	AstraZeneca	Président du conseil d'administration		
	Allianz	Membre du Conseil consultatif		
	Philips	Vice-Président du Conseil de surveillance		
	Banque de France	Membre du Conseil consultatif		
Laurence Drouhin-Hoeffling	—	—	—	—
Catherine Nedelec	—	—	—	—
Marie-Catherine Polo Daguerre	—	—	—	—
Jacky Chorin	—	—	Gaz de France	Administrateur
Alexandre Grillat	—	—	—	—
Philippe Pesteil	—	—	—	—
Philippe Faure	Comité de l'Energie Atomique	Membre du Conseil d'Administration		
	AREVA	Membre du Conseil de Surveillance (représentant de l'Etat)		
	ENA	Représentant du Ministère des Affaires Etrangères au Conseil d'Administration		
	GIP/France-coopération Internationale	Membre du Conseil d'Administration (Représentant du Ministère des Affaires Etrangères)		
	AFAA (Association Française d'Actions Artistiques)	Membre du Conseil d'Administration (Représentant du Ministère des Affaires Etrangères)		

	Mandats en cours		Mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés	
Nom	**Société/Organisme**	**Fonction**	**Société/Organisme**	**Fonction**
Philippe Josse	Air France	Administrateur	Défense Conseil international	Administrateur
	SNCF	Administrateur	Société nationale immobilière	Administrateur
Daniel Camus	Dalkia	Membre du Conseil de Surveillance	Aventis Pharma France	Membre du Conseil de Surveillance
	EnBW	Membre du Conseil de Surveillance	Hoechst Marion Roussel	Membre du Directoire
	EDF Energy	Président du Conseil d'Administration	Aventis Pharma Inc. Bridgewater	Administrateur
	EDF International	Président du Conseil d'Administration	Aventis Pharma GmbH	Président du Conseil de Surveillance
	Edison	Administrateur	Aventis Pharma AG	Membre du Directoire
	Transalpina di Energia	Administrateur	EDF Trading	Président du Conseil d'Administration
	Morphosys	Membre du Conseil de Surveillance		
Yann Laroche	EDF Energy	Membre du Conseil d'Administration	RAC Eléctricité	Membre du Conseil de Surveillance
Jean-Louis Mathias	EDF Trading	Président du Conseil d'administration	Gaz de France	Direction
	EDF Développement Environnement	Président du Conseil d'administration	Fondation Gaz de France	Administrateur
	Dalkia	Membre du Conseil de Surveillance	Gaz de France International	Censeur
			Compagnie Française des Méthanes	Administrateur
			Compagnie Française des Méthanes Holding	Administrateur
			COFATHEC	Administrateur
			COGAC	Administrateur
			Gaz du Sud Ouest	Administrateur
			Petrofigaz	Administrateur, représentant permanent de Gaz de France
			Gaselys	Membre du Comité de Direction
			Association Française du Gaz	Administrateur

Annexe D : Informations rendues publiques par le Groupe EDF durant les douzes derniers mois (document annuel établi en application de l'article 221-1-1 du Règlement général de l'Autorité des Marchés Financiers)

Document Annuel établi en application de l'article 221-1-1 du Règlement Général de l'Autorité des Marchés Financiers

En application de l'Article 221-1-1 du Règlement général de l'AMF, le tableau suivant présente la liste de toutes les informations rendues publiques par EDF depuis le 1er janvier 2005 pour satisfaire aux obligations législatives ou réglementaires en matière d'instruments financiers, d'émetteurs d'instruments financiers et de marchés d'instruments financiers.

Information	Date
Informations publiées par EDF et accessibles sur les sites Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org) et/ou de EDF (www.edf.fr)	
"EDF mobilise un million d'euros en faveur des populations sinistrées en Asie"	03/01/2005
"EDF et son partenaire allemand OEW acquièrent chacun 5,94 % d'actions d'EnBW"	28/01/2005
Nomination de Philippe Torrion, Directeur Général d'EDF Trading	01/02/2005
Pierre Cahuc et André Zylberberg Lauréats du Prix Européen du Livre d'Economie	02/02/2005
"EDF a présenté sa participation de 9,23 % dans SME à la vente"	08/02/2005
"EDF s'engage en faveur de l'accessibilité pour les personnes handicapées"	16/02/2005
"EDF et Gaz de France signent un nouvel accord sur l'insertion professionnelle des travailleurs handicapés"	28/02/2005
Nomination de Pierre-Yves Madignier, Directeur de la Stratégie	01/03/2005
"Froids exceptionnels : EDF invite ses clients à maîtriser leur consommation d'énergie"	04/03/2005
"Corse : EDF mobilise des moyens exceptionnels compte tenu de la situation climatique"	06/03/2005
Nomination de Bernard Brun, Délégué général	09/03/2005
Résultats annuels consolidés 2004	17/03/2005
Nomination de François Métais, médiateur	25/03/2005
Projet hydro-électrique de Nam Theun 2 — Laos	05/04/2005
"Fortes chutes de neige en Rhône-Alpes, Franche-Comté et Auvergne : forte mobilisation des équipes d'EDF pour rétablir l'électricité"	17/04/2005
"Après les fortes chutes de neige en Rhône-Alpes, Franche-Comté et Auvergne : plus de 120 000 clients sont réalimentés en électricité"	18/04/2005
"Renouvellement de 15 générateurs de vapeur du parc nucléaire d'EDF dans le cadre d'un appel d'offres"	18/04/2005
EDF signe deux nouveaux contrats de partenariat industriel avec la Chine	21/04/2005
"EDF participe à la modernisation de la centrale de Kalinine en Russie"	28/04/2005
"EDF et Gaz de France : décision relative à la journée de solidarité"	29/04/2005
"EDF vient de décider de renforcer sa présence en Italie en devenant un des actionnaires de référence d'Edison, 2ème électricien italien, aux côtés d'AEM, régie d'électricité et de gaz de Milan"	06/05/2005
"Energies renouvelables : EDF et Total renforcent leur présence dans le photovoltaïque"	12/05/2005
"EDF et AEM ont signé aujourd'hui les accords de partenariat pour la prise de contrôle d'Edison, 2ème électricien italien"	13/05/2005
"EDF investit dans son parc de production thermique à flamme en France pour répondre aux pointes de consommation"	29/05/2005
Signature d'un accord de coopération entre EDF et ENEL	30/05/2005
EDF élargit sa gamme d'offres d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables	31/05/2005
ADEME et EDF lancent l'opération « Electroménager performant » en faveur des économies d'énergie dans le secteur résidentiel	02/06/2005
"EDF relève le défi de la terre"	03/06/2005
Trois filiales d'EDF en Pologne ont signé des contrats d'approvisionnement en charbon à faible teneur en soufre avec le holding minier polonais KHW	06/06/2005
"EDF SA a tenu la première Assemblée Générale Ordinaire de son histoire"	06/06/2005
"Départ de Christophe Barthélémy du groupe EDF "'	06/06/2005
"Forte chaleur : EDF invite ses clients à maîtriser leur consommation d'énergie"	24/06/2005
EDF a conclu un accord avec Grupo Dolphin pour la cession de 65 % du capital d'Edenor	29/06/2005
"Une nouvelle identité visuelle pour préparer demain"	08/07/2005
EDF renforce ses positions dans le gaz naturel	28/07/2005

Information	Date
Création de RTE EDF Transport, filiale d'EDF à 100 %	01/09/2005
Conseil d'Administration d'EDF SA du 5 septembre 2005	05/09/2005
EDF consolide sa position en Suisse par l'acquisition auprès d'UBS de 17,3% du capital de Motor Columbus, holding de contrôle de la société d'électricité Atel	30/09/2005
EDF et Veolia Environnement	03/10/2005
L'énergie nucléaire et le projet EPR	15/10/2005
"Un nouveau contrat de service public pour des engagements renforcés d'intérêt général au financement clarifié, une forte reprise des investissements"	24/10/2005
Lancement de l'augmentation de capital d'EDF	28/10/2005
Le groupe EDF	31/10/2005
"EDF va céder sa filiale autrichienne A.S.A., société de gestion de déchets industriels et ménagers, au groupe espagnol FCC"	17/11/2005
"Introduction en bourse d'EDF : un record sans précédent d'actionnariat populaire"	18/11/2005
Annexe légale de l'offre à prix ouvert et du placement global garanti	18/11/2005
Annexe légale de l'offre réservée aux salariés — Caractéristiques définitives	18/11/2005
EDF va céder à Tanjong Energy, filiale du groupe malais Tanjong Plc, deux centrales thermiques et la société qui les exploite en Egypte	29/11/2005
"Tirant les conclusions d'une série d'essais spécifiques, EDF engage un programme de modifications techniques sur des pompes de refroidissement des réacteurs nucléaires de 900 MW et déclare un événement générique de niveau 2"	14/12/2005
Communication des opérations de stabilisation réalisées	15/12/2005
Composition du capital social d'EDF à l'issue de l'exercice partiel de l'Option de Surallocation	15/12/2005
"Un groupe industriel engagé en faveur des clients en situation de précarité aux côtés des pouvoirs publics"	20/12/2005
La CNR a repris l'exploitation de ses centrales sur le Rhône depuis le 1er janvier 2006	11/01/2006
"Vague de froid : EDF aide ses clients à diminuer leur consommation d'énergie"	25/01/2006
EDF signe avec Transmontagne, exploitant de stations de ski, pour la fourniture d'électricité verte	30/01/2006
Les réseaux électriques de Corse et de Sardaigne sont désormais interconnectés	02/02/2006
Déclaration d'opération sur titres des dirigeants	06/02/2006
EDF investit 185 millions d'euros sur la centrale thermique de Cordemais	10/02/2006
130 000 salariés sont devenus actionnaires d'EDF pour un montant record de 1,2 milliards d'euros	13/02/2006
Forte croissance du chiffre d'affaires en 2005	14/02/2006
Première Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'EDF	14/02/2006
Un résultat net consolidé de 3,2 milliards euros doublé par rapport à 2004 et une progression sensible de l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe en 2005	22/02/2006
EDF confirme la cession en Egypte de deux centrales thermiques et de leur société d'exploitation au groupe malais Tanjong plc	03/03/2006
"La construction du barrage de Nam Theun 2 au Laos, ouvrage majeur en Asie du Sud-Est, franchit une étape importante"	06/03/2006
« *EDF confirme la cession de sa filiale autrichienne A.S.A., société de gestion de déchets industriels et ménagers, au groupe espagnol FCC* »	08/03/2006
« *Pierre Gadonneix, Président Directeur Général d'EDF, renforce son équipe de direction et son internationalisation* »	20/03/2006
« *Atel et EOS constituent un leader suisse de l'énergie en partenariat avec EDF* »	24/03/2006
« *Accord sur la cession par EDF de 80 % du capital de Light* »	28/03/2006
« *EDF renforce ses moyens de production thermique pour les périodes de pointe* »	29/03/2006
« *EDF amplifie sa politique en faveur des salariés handicapés* »	30/03/2006
« *EDF poursuit l'optimisation de ses ressources en développant une activité de trading en France* »	10/04/2006
« *DOSSIER : La sûreté et la performance du parc nucléaire au service du projet industriel d'EDF* »	14/04/2006
« *EDF engage la réalisation du réacteur EPR à Flamanville* »	04/05/2006
« *EDF poursuit son partenariat avec la fondation Nicolas Hulot* »	04/05/2006
« *DOSSIER : L'énergie nucléaire et le projet EPR à Flamanville 3* »	04/05/2006

Information	Date
« *1er trimestre 2006 : un chiffre d'affaires en croissance organique de 13 %, tiré par l'international* »	10/05/2006
« *EDF lance un projet de cycles combinés gaz en Provence-Alpes Côte d'Azur* »	11/05/2006
Informations déposées par EDF auprès du Greffe du Tribunal de commerce de Paris (date d'enregistrement par le Greffe)	
Dépôt des comptes sociaux 2004	29/07/2005
Dépôt des comptes consolidés 2004	16/08/2005
Réduction suivie de l'augmentation du capital social	21/12/2005
Augmentation du capital social suite à l'exercice de l'option de sur-allocation	01/02/2006
Nomination d'administrateurs et modifications statutaires	16/03/2006
Informations publiées par EDF dans le Bulletin des annonces légales obligatoires (BALO) et accessibles sur le site Internet du BALO (www.balo.journal-officiel.gouv.fr)	
Convocation Assemblée Générale Ordinaire du 6 juin 2005	04/05/2005
Comptes consolidés au 31 décembre 2004	29/06/2005
Avis de projet d'apport partiel d'actifs	22/07/2005
Convocation Assemblée Générale Extraordinaire du 31 août 2005	22/07/2005
Convocation Assemblée Générale Mixte du 10 octobre 2005	09/09/2005
Emissions et cotations (offre à prix ouvert et placement global garanti)	02/11/2005
Désignation de BNP Paribas Securities Services comme mandataire pour assurer la tenue de son service des titres	07/11/2005
Emissions et cotations (complément à l'offre à prix ouvert et placement global garanti)	23/11/2005
Emission et cotation (admission aux négociations sur Eurolist)	21/12/2005
Convocation Assemblée Générale Mixte du 14 février 2006	23/12/2005
Chiffre d'affaires annuel consolidé 2005 du Groupe	15/02/2006
Nombre total de droits de vote	22/02/2006
Rectification chiffre d'affaires annuel consolidé 2005	22/02/2006
Convocation à l'assemblée générale ordinaire du 9 juin 2006	28/04/2006
Comptes annuels 2005	05/05/2006
Chiffre d'affaires consolidé du 1er trimestre 2006	15/05/2006

Informations publiées par EDF à l'étranger

Information	Support	Date
Résultats semestriels 2005	Presse quotidienne internationale	14/09/2005
Résultats annuels consolidés 2005	Presse quotidienne internationale	02/03/2006

Publicité financière

Information	Support	Date
Comptes consolidés semestriels au 30 juin 2005	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr)	21/09/2005
Résultats semestriels 2005	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr) Communiqué de presse mis en ligne sur le site internet de l'AMF (www.amf-france.org) Conférence de presse Conférence analystes	06/09/2005
	Presse quotidienne nationale	07/09/2005
Résultats annuels consolidés 2005	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr) Communiqué de presse mis en ligne sur le site internet de l'AMF (www.amf-france.org) Conférence de presse Conférence analystes	23/02/2006
	Presse quotidienne nationale Sites financiers	24/02/2006
Comptes consolidés au 31 décembre 2005	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr)	06/05/2006

Informations mises à la disposition des actionnaires d'EDF dans le cadre de la tenue de ses assemblées générales

Publication du Rapport Annuel 2004	Préalablement à l'assemblée du 6 juin 2005
Publication du Rapport de Développement Durable 2004	Préalablement à l'assemblée du 6 juin 2005
Guide de l'actionnaire pour l'Assemblée générale du 14 février 2006	Préalablement à l'assemblée du 14 février 2006

Documents publiés dans le cadre de l'introduction en bourse d'EDF et accessibles sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org)

Document de Base mis à la disposition du public	13/07/2005
Mise à la disposition du public de l'actualisation du Document de Base	23/09/2005
Note d'opération mise à la disposition du public à l'occasion de l'admission aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris de la totalité des actions composant le capital d'EDF à cette date	27/10/2005
Note d'opération mise à la disposition des personnels et anciens personnels du groupe EDF à l'occasion du placement dans le cadre d'une offre à des conditions préférentielles qui leur est réservée et de l'admission aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris de la totalité des actions composant le capital d'EDF à cette date	27/10/2005
Mise à disposition du public des documents relatifs au programme d'émission de titres de dette d'un montant maximum de €11,000,000,000	08/02/2006

Mai 2006

22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
www.edf.com
SA au capital de 911 085 545 euros – 552 081 317 RCS Paris