



Communiqué de presse
10 novembre 2022

Informations financières d'ENGIE au 30 septembre 2022

Faits marquants

- Mobilisation du Groupe pour garantir la sécurité d'approvisionnement en Europe
- Contribution aux mesures de politique publique par la mobilisation de la trésorerie du Groupe et la mise en place d'actions dédiées aux clients
- Avancée dans l'exécution du plan stratégique avec la finalisation de la cession d'EQUANS
- Objectif du plan de cession d'au moins 11 Md€ d'ici fin 2023 sur le point d'être atteint
- Plan de performance sur 3 ans en bonne voie
- 2,5 GW de capacité additionnelle dans les Renouvelables au cours des neuf premiers mois, en bonne voie pour ajouter environ 4 GW sur l'année complète
- Poursuite de la sortie du charbon, qui représente 2,6 % du portefeuille de production d'électricité centralisée

Performance financière

- EBIT à 7,3 Md€, la plupart des activités étant en croissance
 - Contribution importante des activités de GEMS dans des conditions de marché sans précédent
 - Effets *timing* favorables pour la Fourniture d'énergie et les Infrastructures
- 3,7 Md€ d'investissements de croissance, principalement dans les Renouvelables
- Contribution aux mécanismes gouvernementaux de partage des bénéfices existants en Belgique et en France (nucléaire et hydro) de 0,9 Md€
- Maintien d'un bilan et d'un niveau de liquidités solides et amélioration des ratios d'endettement
- Dette financière nette à 27,6 Md€, en hausse de 2,2 Md€, amélioration du *Cash Flow From Operations*¹, principalement par des flux de trésorerie d'exploitation en hausse
- Revue à la hausse de la *Guidance*² 2022, RNRpg³ attendu entre 4,9 et 5,5 Md€, politique de dividende réaffirmée

Chiffres clés au 30 septembre 2022

En milliards d'euros	30 septembre 2022	30 septembre 2021 ⁴	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique
Chiffre d'affaires	69,3	37,4	+ 85,3 %	+ 82,9 %
EBITDA	10,7	7,2	+ 47,7 %	+ 44,9 %
EBIT	7,3	3,9	+ 84,4 %	+ 79,3 %
Capex ⁵	5,2	4,5	+ 15,6 %	
Cash Flow From Operations	8,4	5,3	+ 58,3 %	
Dette financière nette ⁶	27,6	+ 2,2 Md€ versus 31 décembre 2021		
Dette nette économique	39,0	+ 0,7 Md€ versus 31 décembre 2021		
Dette nette économique / EBITDA	2,8x	- 0,8x versus 31 décembre 2021		

Catherine MacGregor, Directrice générale, a déclaré : « *ENGIE a réalisé ses résultats dans des conditions de marché sans précédent et continue de jouer un rôle majeur dans la sécurité d'approvisionnement. Notre situation financière nous permet de contribuer à la gestion de crise à travers la mobilisation de notre trésorerie, les mécanismes gouvernementaux de partage des bénéfices, ainsi que des dispositifs d'accompagnement de nos*

N.B. Les notes de bas de pages se trouvent à la page 9



clients. Nous avons également souhaité saluer l'engagement constant de nos collaborateurs dans cette période sensible au travers d'une mesure exceptionnelle en leur faveur.

Nous continuons de progresser dans notre plan stratégique et la finalisation de la cession d'EQUANS en est une étape majeure. Nous investissons de manière significative dans le développement des Renouvelables et des solutions de décarbonation pour nos clients. Notre stratégie est plus pertinente que jamais : ENGIE est fermement engagé dans une transition énergétique équitable en s'appuyant sur une solide performance financière qui lui permet d'investir dans la croissance. »

Guidance 2022 revue à la hausse

Le résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) 2022 devrait désormais se situer dans une fourchette de 4,9 à 5,5 milliards d'euros, sur la base d'une fourchette indicative d'EBITDA de 13,2 à 14,2 milliards d'euros et d'EBIT de 8,5 à 9,5 milliards d'euros. Cette *guidance* est présentée dans un contexte de forte volatilité des marchés de l'énergie, elle tient compte de la meilleure estimation possible de l'impact potentiel des mesures d'urgences proposées par l'Union européenne, principalement en France et en Belgique, ainsi que du renversement attendu des effets *timing* positifs observés au cours des neuf premiers mois.

ENGIE continue de viser une notation de crédit « *strong investment grade* » et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x à long terme. Le Groupe réaffirme sa politique de dividende, basée sur un taux de distribution de 65 % à 75 % du RNRpg et un dividende plancher de 0,65 € par action pour la période allant de 2021 à 2023.

ENGIE joue un rôle essentiel dans la sécurité d'approvisionnement et contribue aux mesures de lutte contre les prix élevés de l'énergie

En tant que propriétaire, opérateur d'infrastructures gazières et fournisseur de gaz, ENGIE a un rôle essentiel à jouer en Europe.

En France, ses activités d'Infrastructures fonctionnent à un taux d'utilisation élevé, avec un nombre record de navires déchargés dans ses terminaux méthaniers, qui fonctionnent désormais presque à pleine capacité. De même, GRTgaz achemine des volumes de gaz de la France vers l'Allemagne et les stockages de gaz sont remplis à près de 100 %.

ENGIE a réussi à gérer les perturbations importantes des flux de gaz provenant de Russie sans impact sur l'approvisionnement physique. Pour l'hiver 2022-23, en combinant la longueur intrinsèque du portefeuille, l'optimisation de la flexibilité de ses contrats de gaz à long terme, les volumes additionnels provenant des nouveaux contrats ainsi que le gaz naturel liquéfié, ENGIE a réduit son exposition aux volumes de gaz achetés précédemment à Gazprom. De même, pour l'hiver 2023-24, le Groupe reste confiant dans le fait que les volumes supplémentaires contractés par le biais de nouvelles sources d'approvisionnement y compris le gaz naturel liquéfié, ainsi qu'une diminution attendue de la demande, contribueront à remplacer le besoin en gaz provenant de Russie et à atteindre les niveaux de stockage requis.

ENGIE participe également activement aux discussions sur les différentes mesures gouvernementales qui sont envisagées en Europe.

Au cours des neuf premiers mois 2022, la contribution d'ENGIE aux mécanismes existants de partage des bénéfices pour le nucléaire en Belgique (cadre fiscal spécifique) et l'hydroélectricité en France (CNR) s'est élevée à 0,9 milliard d'euros, dont 0,4 milliard d'euros pour le seul troisième trimestre.



En France, ENGIE s'est engagé dès cet été à soutenir le pouvoir d'achat de ses clients au travers de différentes mesures :

- mise en place d'une mesure de soutien d'un total de 90 millions d'euros pour ses clients particuliers les plus précaires,
- pour les clients industriels et tertiaires (dont les Petites et Moyennes Entreprises) qui souffrent le plus de la hausse des prix de l'énergie, mise en place entre autres d'un fond pour les aider à contractualiser leur énergie,
- mise en place d'une plateforme de suivi et de pilotage de la consommation d'énergie permettant à ses clients de réaliser d'importantes économies d'énergie.

La plupart des contrats de gaz et d'électricité *BtoC* d'ENGIE bénéficient d'une protection contre la hausse des prix par le biais du bouclier tarifaire ou à travers de prix fixes valables pendant toute la durée du contrat.

ENGIE contribue également aux mesures gouvernementales visant à lutter contre les prix élevés de l'énergie. En France, ENGIE a augmenté la contribution de son fonds de roulement au mécanisme de bouclier tarifaire incluant désormais les Petites et Moyennes Entreprises ainsi que les clients particuliers sous offre de marché (en indexant leurs contrats au tarif réglementé), et ceci afin de geler leurs factures avant la saison hivernale.

En Belgique et en Roumanie, ENGIE soutient respectivement la mise en place des tarifs sociaux et d'un mécanisme de plafonnement des prix. En outre, le Groupe s'emploie, aux côtés des autorités locales, à fournir un soutien par le biais de facilités de paiement. ENGIE est plus que jamais mobilisé auprès de ses clients pour améliorer leur efficacité énergétique, et ainsi réduire leurs factures d'énergie et leur permettre d'atteindre leurs objectifs de décarbonation.

Reconnaissance des collaborateurs

ENGIE souhaite valoriser l'engagement de ses collaborateurs à l'échelle mondiale. Une prime exceptionnelle de 1 500 euros sera attribuée à chaque collaborateur du Groupe à travers le monde, sous réserve de l'approbation par la gouvernance des différentes entités. Il s'agit à la fois de reconnaître les efforts particuliers consentis par tous les collaborateurs dans une situation énergétique sans précédent et de les aider à faire face à un contexte de forte inflation, à un moment où les efforts de gestion et d'investissement consentis au fil des dernières années donnent à ENGIE les moyens financiers de le faire.

En septembre, ENGIE a annoncé un nouveau plan mondial d'actionnariat salarié « Link 2022 ». Le dernier plan de ce type avait été mis en place en 2018. Le plan « Link 2022 », qui a connu un bon niveau de souscription, est conçu pour associer les salariés au projet du Groupe et de partager la valeur qu'ils contribuent à créer.

Point sur les propositions de l'Union européenne pour le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales

Le 6 octobre 2022, le Conseil de l'Union européenne a adopté un règlement relatif à une intervention d'urgence visant à remédier à la hausse des prix de l'énergie. Des discussions sont en cours dans les différents États membres pour une potentielle application d'un plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales. Bien que des détails supplémentaires soient attendus et qu'aucune décision législative n'ait été prise, les deux propositions qui pourraient potentiellement concerner ENGIE, et pour lesquelles un impact potentiel a été pris en compte dans la *guidance* présentée aujourd'hui, se résument comme suit :

En Belgique, sur la base du projet de loi approuvé en première lecture par le Conseil des ministres du 29 octobre 2022, un plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales devrait être mis en œuvre de manière rétroactive, du 1^{er} août 2022 au 30 juin 2023, à un prix de 130 € / MWh. Tous les



revenus de la production d'électricité nucléaire injectée sur le réseau en Belgique et vendue au-dessus de 130 € / MWh, seront captés en intégralité. Une éventuelle prolongation de ce plafonnement jusqu'à fin 2023 sera évaluée en avril 2023. Les actifs nucléaires d'ENGIE sont susceptibles d'être concernés par cette mesure.

En France, un premier projet de plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales a été intégré dans le projet de loi de finances, mais il devrait être amendé au cours du processus parlementaire. La mesure proposée devrait durer treize mois, de décembre 2022 à la fin de l'année 2023, avec un plafonnement des revenus allant de 100 € / MWh à 260 € / MWh. Les droits de tirage d'ENGIE sur deux centrales nucléaires d'EDF et les centrales à gaz à cycle combiné d'ENGIE pourraient être concernés par cette mesure.

Ces propositions provisoires devraient entrer en vigueur d'ici la fin de l'année.

Avancées dans la mise en œuvre du plan stratégique

Accélération dans les Renouvelables, les infrastructures énergétiques décentralisées et les gaz renouvelables

ENGIE accélère son développement dans les Renouvelables dans le monde entier avec un objectif de 4 GW de capacités additionnelles en moyenne chaque année et ce, jusqu'en 2025. Les principales zones géographiques du Groupe sont l'Europe, l'Amérique du Nord et l'Amérique latine. Le Groupe a ajouté 2,5 GW de capacités renouvelables au cours des neuf premiers mois 2022, dont 1 GW pour Moray East, mis en service par Ocean Winds, 0,9 GW pour Eolia ; ainsi que plusieurs projets totalisant 0,3 GW en France, 0,2 GW au Chili et 0,1 GW aux États-Unis.

Ocean Winds, la *joint-venture* d'ENGIE et d'EDPR dédiée à l'éolien en mer, continue de se développer rapidement. En août dernier, dans le cadre du processus de compensation en lien avec les appels d'offres ScotWind, Crown Estate Scotland a attribué à Ocean Winds deux baux supplémentaires pour des projets d'éoliennes en mer flottantes d'une capacité totale de 2,3 GW.

En octobre, ENGIE a acquis 6 GW de projets de capacité solaire et de stockage par batterie auprès de Belltown Power aux États-Unis. L'acquisition de ces 33 projets en phase de développement précoce ou avancé permettra d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables dans plusieurs États et renforcera significativement le *pipeline* de projets du Groupe ainsi que son implantation dans le secteur des batteries aux États-Unis.

Energy Solutions a remporté des contrats majeurs dans les réseaux urbains de chaleur et de froid, la mobilité verte et la production d'énergie sur site. En septembre, ENGIE a obtenu une concession pour 5 600 points de charge pour véhicules électriques en Belgique.

ENGIE continue de progresser dans le domaine des gaz renouvelables : 459 unités de production de biométhane, représentant une capacité de production annuelle pouvant atteindre 7,7 TWh, sont désormais raccordées aux réseaux d'ENGIE en France. En ce qui concerne l'hydrogène, la Commission européenne a approuvé une aide publique pouvant atteindre 5 milliards d'euros. Dans ce cadre, les cinq projets qu'ENGIE a présenté en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Espagne ont tous été retenus, ce qui reflète la pertinence de ces derniers.

Simplification et recentrage

L'objectif financier du plan de cession d'au moins 11 milliards d'euros à fin 2023 est presque atteint. 10,5 milliards d'euros sont déjà réalisés, EQUANS étant le principal contributeur.



En octobre, ENGIE a finalisé la cession d'EQUANS au groupe Bouygues, après une phase de négociations exclusives débutée en novembre 2021. La finalisation de cette cession marque une étape majeure dans le recentrage d'ENGIE et permet au Groupe d'investir dans la croissance de ses métiers clés et de poursuivre son accélération dans la transition énergétique. Cette opération permet à ENGIE de réduire sa dette nette financière d'environ 7,1 milliards d'euros.

ENGIE a également finalisé la cession de 6 % du capital de GTT au cours du troisième trimestre, après les précédentes cessions partielles qui avaient eu lieu en mai 2021 et en mars 2022. La participation d'ENGIE au capital de GTT sera, en cas d'échange de l'intégralité des obligations échangeables émises en juin 2021, réduite à environ 5 %.

Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe opérera dans 31 pays, contre 70 pays en 2018, une fois tous les accords de sortie déjà engagés signés. ENGIE est sorti de 7 pays dans le cadre de la cession d'EQUANS et prévoit de ramener sa présence géographique à moins de 30 pays d'ici 2023.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements au cours des neuf premiers mois se sont élevés à 5,2 milliards d'euros, dont 3,7 milliards d'euros d'investissements de croissance. 62 % de ces derniers ont été consacrés aux Renouvelables, 19 % aux Infrastructures et 11 % aux activités d'*Energy Solutions*, en ligne avec les priorités stratégiques d'ENGIE.

Plan de performance

Dans un contexte de forte inflation, ENGIE a maintenu sa dynamique d'amélioration de la performance et est en bonne voie pour atteindre son objectif à trois ans.

Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Conformément au plan de sortie du nucléaire en Belgique, le réacteur Doel 3 a été arrêté en septembre 2022. En juillet, ENGIE, par le biais de sa filiale Electrabel SA, et l'État belge ont signé une lettre d'intention non engageante afin d'évaluer la faisabilité et les conditions de prolongation de la durée de vie opérationnelle des réacteurs Doel 4 et Tihange 3 jusqu'en 2035.

Cette lettre d'intention comprend plusieurs conditions indissociables, dont la prolongation de la période d'exploitation de Doel 4 et Tihange 3 pour dix ans, la mise en place d'une nouvelle entité dédiée aux deux unités avec une participation de l'État belge et d'Electrabel sur une base égale et un plafonnement des passifs et des coûts liés à la gestion des déchets nucléaires et du combustible utilisé pour tous les réacteurs sous une forme qui reste à déterminer. Bien qu'ayant pris du retard, les discussions avec le gouvernement belge se poursuivent.

ENGIE continuera à travailler de manière constructive avec l'État belge pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

Revue des données financières des neuf premiers mois 2022

Le chiffre d'affaires s'est établi à 69,3 milliards d'euros, en hausse de 85,3 % en brut et 82,9 % en organique.

L'EBITDA s'est établi à 10,7 milliards d'euros, en hausse de 47,7 % en brut et 44,9 % en organique.

L'EBIT s'est établi à 7,3 milliards d'euros, en hausse de 84,4 % en brut et 79,3 % en organique. L'EBIT sur les neuf premiers mois a bénéficié d'effets *timing* favorables de 0,4 milliard d'euros dans les activités de Fourniture d'énergie et d'Infrastructures.

- **Taux de change** : un effet global positif de 236 millions d'euros, principalement lié à l'appréciation du real brésilien et du dollar américain.
- **Variation du périmètre** : un effet de périmètre négatif net de 116 millions d'euros, principalement lié à des événements survenus en 2021, notamment la vente partielle d'actions de GTT qui a conduit à un changement de méthode de consolidation, des ventes d'actifs réalisées dans les cadres de la rationalisation géographique et de sortie du charbon du Groupe. Ces effets n'ont été que partiellement compensés par l'acquisition d'Eolia en Espagne en mai 2022.
- **Températures en France** : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 94 millions d'euros, générant une variation négative cumulée de 168 millions d'euros par rapport aux neuf premiers mois 2021 dans les Infrastructures, la Fourniture d'énergie et les activités Autres en France. Outre cet effet volume normatif négatif, et spécifiquement pour le premier trimestre 2022 dans la Fourniture d'énergie et les activités Autres, ces températures clémentes ont généré un effet prix positif porté par une position longue en gaz qui a pu être revendue dans des conditions de marché exceptionnelles.

Contribution des activités à l'EBIT

La croissance de l'EBIT est principalement due à la performance de GEMS, qui bénéficie, dans des conditions de marché sans précédent, de la grande expertise de ses collaborateurs.

En millions d'euros	30 septembre 2022	30 septembre 2021	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique	Dont effet temp. normatif (France) vs. 9M 2021
Renouvelables	1 042	820	+ 27,1 %	+ 12,8 %	
Infrastructures	1 765	1 761	+ 0,2 %	- 1,7 %	- 107
Energy Solutions	177	174	+ 2,1 %	- 2,1 %	
Thermique	1 016	737	+ 37,8 %	+ 34,2 %	
Fourniture d'énergie	620	160	-	-	- 48
Nucléaire	984	401	-	-	
Autres	1 651	(118)	-	-	- 13
<i>dont GEMS</i>	2 000	337	-	-	- 13
EBIT	7 254	3 934	+ 84,4 %	+ 79,3 %	- 168

Renouvelables : contribution des actifs nouvellement mis en service et effets prix positifs

Les activités Renouvelables ont enregistré une croissance de l'EBIT de 12,8 %, reflétant la contribution des nouvelles capacités mises en service et un effet prix favorable, lié à des prix plus élevés en Europe. Ces effets positifs ont été partiellement amoindris par de mauvaises conditions hydrologiques et des rachats de volumes associés, ainsi que par l'incidence du partage des bénéfices sur la production hydroélectrique de la CNR en France. Enfin, l'année précédente a également bénéficié de l'effet *one-off* positif de la compensation liée à la décision « GFOM » au troisième trimestre, partiellement compensée par l'épisode de froid extrême survenu au Texas en février 2021.

Le partage des bénéfices sur la production hydroélectrique de la CNR en France a augmenté en raison des nouvelles modalités de calculs consécutives à l'adoption de la loi « Aménagement du Rhône » en février dernier. Le taux de taxation varie désormais en fonction des prix de l'électricité captés, allant de 10 % pour la fraction inférieure à 26,5 € / MWh à 80 % pour la fraction supérieure à 80 € / MWh.



Infrastructures: températures chaudes en Europe compensées par une bonne performance hors de France

Les Infrastructures ont enregistré une baisse organique de l'EBIT de 1,7 %.

Les Infrastructures en France ont été pénalisées par des températures plus chaudes que l'année dernière, impactant les activités de distribution, par des revenus inférieurs reflétant les révisions réglementaires dont les effets sont lissés sur la période réglementaire de quatre ans, ainsi que par la hausse des coûts de l'énergie. Ces effets négatifs ont été partiellement compensés par des marges plus élevées pour les activités de stockage au Royaume-Uni dans un environnement de prix volatils. GRTgaz a bénéficié de volumes en augmentation, y compris les capacités souscrites de la France vers l'Allemagne.

Hors de France, les Infrastructures ont bénéficié de contributions en hausse en Amérique latine, principalement dans le transport de gaz au Mexique et au Brésil, et sous l'effet de l'indexation des revenus sur l'inflation et une contribution. Ces effets ont été partiellement compensés en Europe par des températures plus chaudes et des coûts de l'énergie plus élevés.

Energy Solutions : impact des températures chaudes et de *one-offs* presque entièrement compensé par la hausse des prix d'énergie

Energy Solutions a enregistré une variation organique négative de l'EBIT de 2,1 % au cours des neuf premiers mois de l'année. Cette légère baisse est due à l'impact négatif des températures en France et à un effet global négatif de plusieurs *one-offs*, partiellement compensés par des prix de l'énergie en hausse.

Thermique : augmentation des *spreads* et des services auxiliaires grâce aux actifs flexibles en Europe

Les activités thermiques ont enregistré une croissance organique de l'EBIT de 34,2 %. Cette variation positive est principalement liée à un effet prix, avec des *spreads* captés plus élevés pour les actifs en Europe, amoindris par la mise en place d'une taxe exceptionnelle en Italie⁷ qu'ENGIE conteste, ainsi qu'une détérioration des conditions de marché au Chili. De même, en Australie, le Groupe s'est retrouvé en position gaz courte dans un contexte de marché très volatil. La contribution des services auxiliaires et des mécanismes de rémunération de capacité en Europe a également augmenté. L'EBIT des activités thermiques a été affecté par le coût plus élevé des indisponibilités non planifiées pour les actifs en France. La performance des actifs contractés long-terme au Moyen-Orient est restée stable.

Fourniture d'énergie : effets *timing* positifs en France et positions longues en gaz revendues à des prix élevés au premier trimestre

L'EBIT des activités de Fourniture d'énergie s'élève à 620 millions d'euros. Cette augmentation est principalement due à un effet *timing* positif, lié au mécanisme existant de l'ARENH et qui est appelé à disparaître. L'effet volume a également contribué à cette augmentation. En effet, les températures plus chaudes que la normale au premier trimestre 2022, ont conduit ENGIE à être long en gaz, position qui a pu être revendue dans des conditions de marché exceptionnelles, faisant plus que compenser la sensibilité normative au niveau de l'EBIT. Ces effets positifs ont été partiellement amoindris par les mesures de soutien prises par le Groupe et, dans une moindre mesure, par la hausse des dépréciations pour créances douteuses.

Nucléaire : forte performance liée à des prix plus élevés, malgré des volumes en baisse et l'augmentation de la taxe nucléaire belge spécifique liée au partage des bénéfices

Les actifs de production nucléaire d'ENGIE en Belgique ont atteint un niveau de disponibilité de 81 %. Ce niveau est inférieur à celui des neuf premiers mois 2021 (92 %), en raison d'indisponibilités plus importantes, notamment pour Tihange 1.



L'EBIT du Nucléaire s'est élevé à 984 millions d'euros, en raison de prix captés plus élevés. Cet effet a été partiellement amoindri par l'augmentation des taxes spécifiques aux unités en Belgique. La baisse des volumes produits tant en Belgique qu'en France a également eu un impact négatif sur l'EBIT. La variation de l'EBIT du troisième trimestre par rapport à l'année dernière a été négative principalement en raison de l'augmentation des taxes nucléaires spécifiques.

Activités « Autres » : performance exceptionnelle de GEMS dans des conditions de marché sans précédent

L'EBIT des activités Autres s'est élevé à 1 651 millions d'euros, soit une augmentation organique de 1 818 millions d'euros par rapport aux neuf premiers mois 2021.

En tant qu'acteur intégré, ENGIE opère sur les marchés de l'énergie par le biais de GEMS, en s'approvisionnant pour ses clients, en commercialisant sa propre production, ainsi qu'en couvrant ses positions en amont et en aval. Dans un environnement de prix et de volatilité élevés, de besoins croissants des clients en matière de services de gestion des risques, ainsi que des nouvelles exigences en matière de sécurité d'approvisionnement en Europe, GEMS a enregistré un niveau d'activité très élevé dans tous ses segments. GEMS a également continué à bénéficier des optionnalités inhérentes à ses contrats commerciaux, en optimisant en particulier les contrats long terme et en monétisant la volatilité, qui a été très élevée sur les neuf premiers mois.

Un bilan et un dispositif de gestion des liquidités solides qui ont permis à ENGIE de maîtriser les effets de la volatilité des marchés

Le Cash Flow From Operations s'est établi à 8,4 milliards d'euros, en hausse de 3,1 milliards d'euros par rapport aux neuf premiers mois 2021. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des flux de trésorerie d'exploitation (+ 3,1 milliards d'euros) et l'amélioration du Besoin en Fonds de Roulement (+ 0,3 milliard d'euros). Cette dernière s'explique principalement par les effets positifs des appels de marges (+ 3,2 milliards d'euros) et les variations des autres éléments du BFR (+ 1,3 milliard d'euros) dont les effets de la taxe nucléaire. Ces effets n'ont été que partiellement compensés par des effets prix net négatifs (- 3,7 milliards d'euros), principalement en raison d'une valorisation plus élevée des stocks de gaz (- 1,8 milliard d'euros), des créances nettes (- 2,0 milliards d'euros) et des volumes de fourniture d'énergie non facturés (+ 0,1 milliard d'euros) liés à l'énergie en compteur.

Le niveau de **liquidités** s'est établi à 21,8 milliards d'euros, dont 15,3 milliards d'euros de disponibilités⁸. Le Groupe a maintenu un niveau de liquidité élevé, en instaurant des actions spécifiques pour gérer la pression sur les liquidités, générée notamment par les niveaux sans précédent du prix des commodités.

La dette financière nette s'est établie à 27,6 milliards d'euros, en hausse de 2,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2021.

Cette augmentation est liée aux :

- dépenses d'investissements sur la période de 5,2 milliards d'euros,
- versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle de 2,6 milliards d'euros,
- divers autres éléments à hauteur de 2,1 milliards d'euros, principalement liés aux effets de change,
- financement et dépenses encourues de la sortie du nucléaire⁹ en Belgique de 1,4 milliard d'euros,
- droits d'usage de 1,1 milliard d'euros, notamment ceux consécutifs au renouvellement de la concession hydroélectrique de la CNR.

Ces effets négatifs ont été seulement partiellement compensés par :



- le *Cash Flow From Operations* de 8,4 milliards d'euros,
- les cessions de 1,7 milliard d'euros, principalement liées aux ventes partielles de GTT, au complément de prix sur la vente de 29,9 % des actions SUEZ et la vente des 1,8 % d'actions SUEZ restantes.

Le coût moyen de la dette brute s'est élevé à 2,57 %, en baisse de 6 points de base par rapport au 31 décembre 2021.

La dette nette économique s'est élevée à 39,0 milliards d'euros, en hausse de 0,7 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2021.

Le ratio dette nette économique / EBITDA s'élève à 2,8x, en baisse de 0,8x par rapport au 31 décembre 2021 et est en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

Le 22 avril 2022, S&P a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à BBB+ et sa notation court terme à A-2, avec une perspective stable.

Le 1^{er} septembre 2022, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 pour les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 29 septembre 2022, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

La présentation de la conférence téléphonique investisseurs sur les informations financières des neuf premiers mois 2022 est disponible sur le site internet du Groupe : [Résultats financiers 2022 \(engie.com\)](https://www.engie.com/fr/fr/actualites/2022/09/01/Resultats-financiers-2022)

UPCOMING EVENTS

21 février 2023	Publication des résultats annuels 2022
26 avril 2023	Assemblée générale des actionnaires
11 mai 2023	Publication des informations financières au 31 mars 2023

Notes de bas de page

¹ *Cash Flow From Operations* = *Free Cash Flow* avant Capex de maintenance et dépenses de sortie du nucléaire

² Les principales hypothèses et indications pour la *guidance* 2022 sont présentées en annexe 3

³ Résultat net récurrent, part du Groupe

⁴ Les données 2021 ont été retraitées à la suite de la classification d'EQUANS comme « activités abandonnées » à partir du 5 novembre 2021

⁵ Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (*Develop, Build, Share & Operate*) et du schéma de *tax equity*

⁶ La dette financière nette exclut la dette interne relative à EQUANS (0,8 Md€)

⁷ Dont le montant total (activités Thermiques + « Autres ») s'élève à 308 millions d'euros

⁸ Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires

⁹ Les flux de financement relatifs à Synatom étaient précédemment comptabilisés dans les Capex brut et les dépenses de gestion des déchets/démantèlement en CFFO



Avertissement important

Les agrégats présentés sont ceux habituellement utilisés et communiqués aux marchés par ENGIE. La présente communication contient des informations et des déclarations prospectives. Ces déclarations comprennent des projections financières et des estimations ainsi que les hypothèses sur lesquelles celles-ci reposent, des déclarations portant sur des projets, des objectifs et des attentes concernant des opérations, des produits ou des services futurs ou les performances futures. Bien que la direction d'ENGIE estime que ces déclarations prospectives sont raisonnables, les investisseurs et les porteurs de titres ENGIE sont alertés sur le fait que ces informations et déclarations prospectives sont soumises à de nombreux risques et incertitudes, difficilement prévisibles et généralement en dehors du contrôle d'ENGIE qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés, induits ou prévus dans les déclarations et informations prospectives. Ces risques comprennent ceux qui sont développés ou identifiés dans les documents publics déposés par ENGIE auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section « Facteurs de Risque » du document de référence d'ENGIE (ex GDF SUEZ) enregistré auprès de l'AMF le 9 mars 2022 (sous le numéro D.22-079). L'attention des investisseurs et des porteurs de titres ENGIE est attirée sur le fait que la réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable significatif sur ENGIE.

À propos d'ENGIE

Nous sommes un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Avec nos 101 500 collaborateurs, nos clients, nos partenaires et nos parties prenantes, nous sommes engagés chaque jour pour accélérer la transition vers un monde neutre en carbone, grâce à des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Guidés par notre raison d'être, nous concilions performance économique et impact positif sur les personnes et la planète en nous appuyant sur nos métiers clés (gaz, énergies renouvelables, services) pour proposer des solutions compétitives à nos clients.

Chiffre d'affaires en 2021 : 57,9 milliards d'euros. Coté à Paris et Bruxelles (ENGI), le Groupe est représenté dans les principaux indices financiers (CAC 40, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe) et extra-financiers (DJSI World, DJSI Europe, Euronext Vigeo Eiris - Eurozone 120/ Europe 120/ France 20, MSCI EMU ESG screened, MSCI EUROPE ESG Universal Select, Stoxx Europe 600 ESG, and Stoxx Global 1800 ESG).

Contact presse Groupe ENGIE:

Tél. France: +33 (0)1 44 22 24 35

Courrier électronique: engiepress@engie.com

 [ENGIEpress](https://twitter.com/ENGIEpress)

Contact relations investisseurs:

Tél.: +33 (0)1 44 22 66 29

Courrier électronique: ir@engie.com

ANNEXE 1: CHIFFRES D'AFFAIRES CONTRIBUTIF PAR ACTIVITE

Le **chiffre d'affaires**, à 69,3 milliards d'euros, a augmenté de 85,3% en brut et de 82,9% en organique.

Chiffre d'affaires contributif par activité, après élimination des opérations intragroupes :

Chiffre d'affaires <i>En millions d'euros</i>	30 septembre 2022	30 septembre 2021	Variation brute	Variation organique
Renouvelables	3 646	2 510	+ 45,2 %	+ 33,1 %
Infrastructures	5 025	5 094	- 1,4 %	- 2,2 %
Energy Solutions	7 976	6 796	+ 17,4 %	+ 21,7 %
Thermique	5 386	2 608	+ 106,5 %	+ 90,3 %
Fourniture d'énergie	10 736	6 383	+ 68,2 %	+ 67,4 %
Nucléaire	(27)	17	-	-
Autres	36 601	14 012	-	-
<i>dont GEMS</i>	36 582	13 846	-	-
Groupe ENGIE	69 344	37 420	+ 85,3 %	+ 82,9 %

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 3 646 millions d'euros, en hausse de 45,2 % en brut et de 33,1 % en organique. La croissance brute a inclus des effets de change positifs, principalement liés à l'appréciation du real brésilien par rapport à l'euro. En organique, le chiffre d'affaires a augmenté principalement en France, grâce à l'augmentation des prix de l'électricité ainsi qu'à la mise en service de nouveaux actifs notamment aux États-Unis, au Brésil et au Chili.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 5 025 millions d'euros, en baisse de 1,4 % en brut et de 2,2 % en organique. La baisse brute s'explique par des effets de périmètre négatifs liés à la cession d'actifs en Turquie partiellement compensés par des effets de change positifs, principalement au Brésil. La baisse organique est principalement liée à la diminution des volumes distribués due aux températures plus chaudes par rapport aux neuf premiers mois 2021 en France et dans le reste de l'Europe. Cette diminution a été compensée en partie seulement par la hausse du chiffre d'affaires des activités de transport, des terminaux méthaniers et de stockage. Pour les Infrastructures hors de France, le chiffre d'affaires a diminué en organique, reflétant la baisse des revenus de construction consécutive à la mise en service progressive des lignes de transmission d'électricité au Brésil, compensée en partie seulement par des revenus plus élevés dans les autres pays d'Amérique latine.

Le chiffre d'affaires des activités d'**Energy Solutions** s'est élevé à 7 976 millions d'euros, en hausse de 17,4 % en brut et de 21,7 % en organique. L'augmentation brute comprend un effet de change positif, notamment aux États-Unis, partiellement compensé par un effet de périmètre négatif, principalement lié à la vente d'Endel. En organique, les infrastructures énergétiques décentralisées et les services d'efficacité énergétique en France ont bénéficié d'une augmentation des niveaux d'activité et de la hausse des prix de l'énergie.

Le chiffre d'affaires des activités **Thermiques** s'est élevé à 5 386 millions d'euros, en hausse de 106,5 % en brut et de 90,3 % en organique. L'augmentation brute comprend des effets de change positifs principalement en Amérique latine et un effet de périmètre négatif avec la cession de la centrale à charbon de Jorge Lacerda au Brésil en octobre 2021. La variation organique est principalement due à la forte performance des activités thermiques en Europe grâce à des conditions de marché exceptionnelles permettant de capter des *spreads* plus élevés et l'augmentation des services ancillaires.



Le chiffre d'affaires pour la **Fourniture d'énergie** s'est élevé à 10 736 millions d'euros, en hausse de 68,2 % en brut et de 67,4 % en organique. L'augmentation est principalement due à la hausse du prix des commodités, qui n'a été que partiellement compensée par des volumes en baisse.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** a été non significatif après élimination des opérations intragroupes, puisque la production a été vendue en interne à d'autres activités du Groupe.

Le chiffre d'affaires des activités « **Autres** » s'élève à 36 601 millions d'euros. La forte augmentation est principalement due à l'augmentation des prix des commodités combinée à des volumes et une volatilité plus élevés.

ANNEXE 2: MATRICE DE L'EBIT

9M 2022 <i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	AMEA	Autres	Total
Renouvelables	112	191	621	107	22	(10)	1 042
Infrastructures	1 258	25	487	(2)		(3)	1 765
Energy Solutions	189	58	(5)	1	39	(105)	177
Thermique		672	19	33	307	(15)	1 016
Fourniture d'énergie	507	92	6		25	(10)	620
Nucléaire		984					984
Autres <i>dont GEMS</i>		(4)		4		1 647 2 000	1 651 2 000
Groupe ENGIE	2 065	2 020	1 130	143	393	1 504	7 254

9M 2021 <i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	AMEA	Autres	Total
Renouvelables	164	77	606	(34)	31	(24)	820
Infrastructures	1 344	48	356	1	18	(5)	1 761
Energy Solutions	175	60	(3)	11	24	(93)	174
Thermique		231	175	30	323	(22)	737
Fourniture d'énergie	98	70	1		9	(17)	160
Nucléaire		401					401
Autres <i>dont GEMS</i>		2	(4)	(1)		(115) 337	(118) 337
Groupe ENGIE	1 780	889	1 130	6	405	(277)	3 934



ANNEXE 3: GUIDANCE 2022 – PRINCIPALES HYPOTHESES ET INDICATIONS

- permanence des méthodes comptables
- conditions météorologiques moyennes
- € / USD : 1,07
- € / BRL : 5,44
- prix des principales commodités sur la moyenne des *forwards* observés pendant les deuxième et troisième trimestres 2022 :

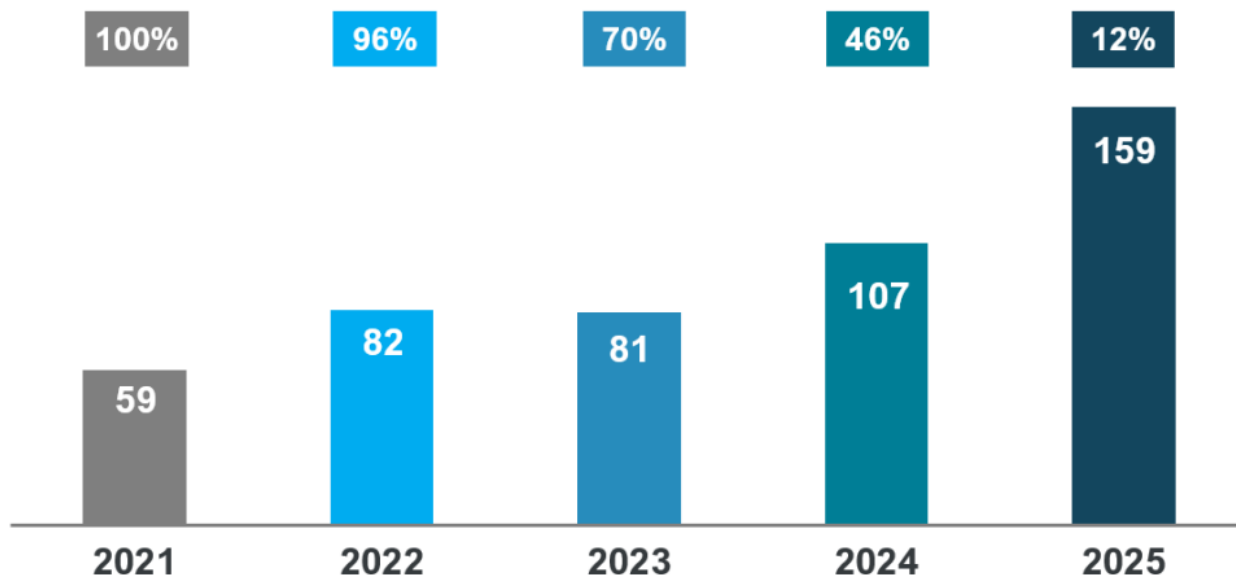
En € / MWh	
Power Base BE	362
Power Base FR	615
Gas TTF	156

- prise en compte de l'impact potentiel négatif relatif au plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales sur la base des projets de loi existants et de l'interprétation qui en est faite
- renversement attendu des effets *timing* positifs pour la Fourniture d'énergie et les Infrastructures comptabilisés sur les neuf premiers mois 2022 (0,4 milliard d'euros)
- nucléaire en Belgique : taux de disponibilité des centrales conformément à REMIT et 0,1 milliard d'euros de contingences
- résultat financier net récurrent compris entre (1,7) et (1,9) milliard d'euros
- taux d'imposition effectif récurrent d'environ 20 %

ANNEXE 4: PRODUCTION ELECTRIQUE *OUTRIGHT* EN EUROPE

Positions de couverture & prix captés

Au 30 septembre 2022, en Belgique et en France
(% et € / MWh)



Les prix captés sont indiqués:

- avant les contributions fiscales spécifiques au nucléaire en Belgique et à l'hydroélectricité de la CNR en France
- hors impact du *mark-to-market* de la couverture proxy utilisée pour une partie des volumes nucléaires en Belgique, qui est volatile et se dénoue historiquement à un niveau proche de zéro à la livraison

ANNEXE 5: ANALYSE DE LA CROISSANCE ORGANIQUE EN BASE COMPARABLE

<i>En millions d'euros</i>	30 septembre 2022	30 septembre 2021	Variation brute/organique
Chiffres d'affaires	69 344	37 420	+ 85,3 %
Effet périmètre	- 23	- 546	
Effet change		1 033	
Données comparables	69 321	37 907	+ 82,9 %

<i>En millions d'euros</i>	30 septembre 2022	30 septembre 2021	Variation brute/organique
EBITDA	10 665	7 222	+ 47,7 %
Effet périmètre	- 22	- 178	
Effet change		301	
Données comparables	10 643	7 345	+ 44,9 %

<i>En millions d'euros</i>	30 septembre 2022	30 septembre 2021	Variation brute/organique
EBIT	7 254	3 934	+ 84,4 %
Effet périmètre	- 18	- 134	
Effet change		236	
Données comparables	7 236	4 036	+ 79,3 %

Le calcul de la croissance organique vise à présenter des données comparables tant en termes de taux de change utilisés pour la conversion des états financiers de sociétés étrangères qu'en termes d'entités contributives (méthode de consolidation et contribution en termes de nombre de mois comparable). La croissance organique en pourcentage représente le rapport entre les données de l'année en cours (N) et de l'année précédente (N-1) retraitées comme suit :

- Les données N-1 sont corrigées en supprimant les contributions des entités cédées au cours de la période N-1 ou prorata temporis pour le nombre de mois postérieurs à la cession en N.
- Les données N-1 sont converties au taux de change de la période N.
- Les données N sont corrigées des données des acquisitions N ou prorata temporis pour le nombre de mois antérieurs à l'acquisition en N-1.