



Communiqué de presse
1^{er} août 2025

Résultats d'ENGIE au 30 juin 2025

Résultats financiers solides et bonne exécution opérationnelle

Guidance 2025 confirmée

Faits marquants

- Activité *Renewables & BESS* soutenue avec 52,7 GW de capacités installées au 1^{er} semestre et près de 8 GW en cours de construction
- Augmentation du portefeuille de projets renouvelables et de batteries à 118 GW à fin juin 2025
- Négociation finale d'un PPA pour un projet solaire remporté de 1,5 GW et remise d'une offre pour un projet OCGT de 1,4 GW aux Emirats Arabes Unis
- *Closing* de la transaction sur le nucléaire en Belgique et succès des premiers travaux du réacteur Tihange 3

Performance financière

- EBIT hors nucléaire à 5,1 Md€, en baisse organique de 6,4 % comparé à un premier semestre 2024 élevé, dans un contexte de baisse des prix
- Forte génération de *cash* avec un *CCFO*¹ de 8,4 Md€ au 1^{er} semestre
- Maintien d'un bilan solide avec un ratio dette nette économique / EBITDA stable à 3,1x
- Dette nette économique en recul de 1,1 Md€ à 46,8 Md€
- *Guidance* 2025 confirmée avec un RNRpg² attendu entre 4,4 et 5,0 Md€

Chiffres clés au 30 juin 2025

En milliards d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
Chiffre d'affaires	38,1	37,5	+ 1,4 %	+ 2,9 %
EBITDA (hors Nucléaire)	7,4	7,8	- 5,2 %	- 2,9 %
EBITDA	8,3	8,9	- 7,4 %	- 5,5 %
EBIT (hors Nucléaire)	5,1	5,6	- 9,4 %	- 6,4 %
Résultat net récurrent part du Groupe	3,1	3,8	- 18,8 %	- 15,9 %
Résultat net part du Groupe	2,9	1,9	+ 50,5 %	
Capex ³	3,3	5,2	- 35,8 %	
Cash Flow From Operations	8,4	8,9	- 5,5 %	
Dette financière nette	35,7	+ 2,4 Md€ versus 31 décembre 2024		
Dette nette économique	46,8	- 1,1 Md€ versus 31 décembre 2024		
Dette nette économique / EBITDA	3,1x	stable versus 31 décembre 2024		

Catherine MacGregor, Directrice générale, a déclaré : « *ENGIE a réalisé une performance financière solide sur les six premiers mois de l'année, marquée notamment par une génération de cash-flow très élevée de 8,4 Md€. Notre excellence opérationnelle nous a permis de mener à bien des projets d'ampleur en respectant les calendriers et budgets prévisionnels. Ainsi, nous avons mis en service le parc de Red Sea Wind Energy en Égypte, plus grand parc éolien du Moyen-Orient et d'Afrique, mais aussi produit les premiers électrons issus du parc éolien offshore des îles d'Yeu-Noirmoutier en France, ou encore redémarré en juillet la centrale de*

N.B. Les notes de bas de pages se trouvent à la page 7



Tihange 3 dans le cadre du LTO signé avec l'Etat belge. Notre empreinte géographique diversifiée est un atout essentiel qui nous donne la flexibilité nécessaire pour atteindre nos objectifs dans le contexte économique et géopolitique actuel, mais aussi contribuer efficacement à la transition énergétique des pays où nous sommes présents. Nous abordons les prochains mois avec confiance et nous confirmons notre guidance annuelle. Comme prévu, l'EBIT hors nucléaire va atteindre son point bas cette année et le second semestre 2025 sera en hausse par rapport à 2024.»

Guidance 2025 confirmée

Dans un contexte économique incertain et d'évolution défavorable du change, et sur la base de bons résultats et d'une forte génération de *cash* au premier semestre, le Groupe confirme sa *guidance* 2025. Le résultat net récurrent part du Groupe devrait ainsi se situer entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 8,0 à 9,0 milliards d'euros.

Les hypothèses et indications principales sont détaillées en annexe 4.

Une bonne exécution opérationnelle

Renewable & Flex

La capacité totale renouvelables et de stockage d'ENGIE s'élève à 52,7 GW à fin juin 2025, en hausse de 1,9 GW par rapport à fin 2024. Au 30 juin 2025, les 95 projets en cours de construction par ENGIE représentent une capacité totale près de 8 GW. Le Groupe a par ailleurs signé 1,2 GW de contrats d'achat d'électricité (PPA, *Power Purchase Agreement*), la très grande majorité ayant une durée de plus de cinq ans. Le Groupe dispose désormais d'un pipeline de projets en croissance qui atteint 118 GW à fin juin 2025, soit 3 GW de plus qu'à fin décembre 2024. ENGIE est en bonne voie pour ajouter 7 GW de capacités renouvelables et de stockage en moyenne par an à partir de 2025.

Au premier semestre, ENGIE a réalisé, avec quatre mois d'avance sur le calendrier initial, la mise en service complète du parc éolien Red Sea Wind Energy (650 MW) situé à Ras Ghareb en Égypte, devenant ainsi le plus grand parc éolien opérationnel du Moyen-Orient et d'Afrique. Aux Emirats Arabes Unis, le Groupe est en négociation finale pour un PPA d'un projet solaire remporté de 1,5 GW et a remis une offre pour un nouveau projet OCGT flexible de 1,4 GW. ENGIE, via sa joint-venture *Ocean Winds*, a également annoncé la première production d'électricité du parc éolien en mer des îles d'Yeu et de Noirmoutier, marquant une étape clé vers sa mise en service complète prévue d'ici fin 2025.

Enfin, Engie a lancé la construction de son nouveau parc de batteries de 100 MW et d'une capacité de stockage totale de 400 MWh sur son site de Kallo, dans le port d'Anvers.

Networks

Au premier semestre, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français d'ENGIE a atteint 87 %, contre 62 % l'an passé. Ce niveau élevé témoigne du rôle croissant de ces infrastructures pour l'approvisionnement en gaz de la France.

ENGIE a par ailleurs poursuivi sa progression dans le domaine du biométhane, avec une capacité de production annuelle atteignant 13,8 TWh raccordées aux réseaux d'ENGIE en France, soit une augmentation de 2,2 TWh par rapport au premier semestre 2024.

Le projet hydrogène H2Med a franchi une étape majeure avec la création de la société BarMar, officialisée par la signature de l'accord d'actionnaires entre Enagas, NaTran et Terega. Cette coentreprise est dédiée au développement du Projet d'intérêt commun BarMar, le transport en canalisation sous-marine d'hydrogène bas-carbone qui reliera Barcelone (Espagne) à Marseille (France), un élément clé du projet européen H2Med.



Local Energy Infrastructure

Au premier semestre, porté par une dynamique commerciale conforme aux attentes, ENGIE a été sélectionné par Airbus pour contribuer à sa feuille de route dédiée à la décarbonation. À travers ce contrat-cadre, le Groupe déploiera sur chacun des 22 sites du constructeur aéronautique européen des solutions sur mesure.

Par ailleurs, Tabreed, détenu à 40 % par ENGIE, a annoncé l'acquisition de la société locale PAL Cooling à Abu Dhabi dans le cadre d'une coentreprise avec CVC DIF, pour un montant d'environ un milliard de dollars USD. Cette opération permet de renforcer sa présence sur le marché des réseaux de froid dans la région.

Enfin, ENGIE renforce son engagement dans la géothermie avec le lancement d'un nouveau forage en Île-de-France, portant à 27 le nombre de centrales en exploitation ou en construction sur le territoire national.

Allocation de capital

Les investissements bruts au cours du premier semestre 2025 se sont élevés à 3,3 milliards d'euros. Les investissements de croissance nets se sont établis à 2,2 milliards d'euros, en baisse par rapport à l'an passé, en raison principalement du *timing* des acquisitions et de *sell-downs* plus élevés aux Etats-Unis. 75 % ont été consacrés aux activités *Renewable & Flex Power* et *Networks*.

Au premier semestre, le Groupe a signé ou *closé* plusieurs opérations de cession, notamment au sein des activités Renewables & Flex Power au Pakistan, au Bahreïn, au Koweït et au Maroc, mais aussi dans le cadre de la revue stratégique des activités de LEI aux Etats-Unis. ENGIE a également cédé sa participation résiduelle de 5 % dans GTT.

Plan de performance

ENGIE a maintenu sa dynamique d'excellence opérationnelle au cours du premier semestre 2025 avec une contribution de 246 millions d'euros des résultats du plan de performance.

Nucléaire en Belgique

Le 14 mars 2025, ENGIE et le gouvernement belge ont réalisé le *closing* de la transaction concernant la prolongation pour 10 ans des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que le transfert de responsabilité lié aux déchets nucléaires.

Le groupe a par ailleurs réalisé avec succès les premiers travaux pour 2025 du réacteur Tihange 3 qui a redémarré le 10 juillet 2025.

Succès de l'opération d'actionnariat salariés « Link 2025 »

ENGIE finalise avec succès son opération d'actionnariat salarié avec un nombre record de collaborateurs ayant souscrit à LINK 2025 avec une souscription totale s'élevant à 70 millions d'euros pour un volume de près de 5 millions d'actions. 42 % des salariés éligibles à travers le Groupe ont souscrit à l'opération, soit plus de 33 000 souscripteurs dans une vingtaine de pays. A l'issue de cette opération, la part du capital d'ENGIE détenue par ses salariés s'élève à plus de 4 %, ce qui fait d'eux le 4^{ème} actionnaire de l'entreprise.

Revue des données financières du premier semestre 2025

Le chiffre d'affaires s'élève à 38,1 milliards d'euros, en hausse de 1,4 % en brut et de 2,9 % en organique.

L'EBITDA s'est établi à 8,3 milliards d'euros, en baisse de 7,4 % en brut et de 5,5 % en organique.

L'EBITDA (hors Nucléaire) s'est établi à 7,4 milliards d'euros, en baisse de 5,2 % en brut et 2,9 % en organique.

L'EBIT (hors Nucléaire) s'est établi à 5,1 milliards d'euros, en baisse de 9,4 % en brut et de 6,4 % en organique.

- Taux de change : effet global négatif de 98 millions d'euros, principalement lié à la dépréciation du real brésilien
- Variation du périmètre : effet périmètre net de -80 millions d'euros, lié notamment à la vente de 15,66 % de Safi (Maroc), ainsi que la cession de Senoko (Singapour) et Uch (Pakistan)
- Température en France : l'effet température normatif a généré une variation positive de 55 millions d'euros en cumul annuel par rapport au premier semestre 2024 pour les *Networks*, B2C et B2B en France.

Contribution des activités à l'EBIT

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
Renewable & Flex Power	1 988	2 295	- 13,4 %	- 9,0 %
Renewables & BESS	1 313	1 463	- 10,3 %	- 7,4 %
Gas generation	676	832	- 18,8 %	- 12,0 %
Infrastructures	1 959	1 417	+ 38,2 %	+ 43,4 %
Networks	1 722	1 137	+ 51,4 %	+ 58,1 %
Local Energy Infrastructures	236	280	- 15,5 %	- 14,5 %
Supply & Energy Management	1 536	2 254	- 31,9 %	- 31,9 %
B2C	272	331	- 17,9 %	- 18,3 %
B2B	888	1 108	- 19,8 %	- 19,8 %
Energy Management	375	814	- 53,9 %	- 53,9 %
Autres	- 387	- 343	- 12,9 %	- 7,5 %
EBIT hors Nucléaire	5 095	5 623	- 9,4 %	- 6,4 %
Nucléaire	503	770	- 34,6 %	- 34,6 %
EBIT	5 598	6 392	- 12,4 %	- 9,9 %

Renewable & Flex Power

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
EBITDA	2 650	2 885	- 8,2 %	- 4,7 %
EBIT	1 988	2 295	- 13,4 %	- 9,0 %
Renewables & BESS	1 313	1 463	- 10,3 %	- 7,4 %
Gas generation	676	832	- 18,8 %	- 12,0 %
Indicateurs de performance opérationnelle				
Renewable and BESS				
Ajout de capacité (GW à 100 %)	1,9	1,6		
Volumes hydro - France (TWh à 100 %)	8,1	10,2	- 2,1	
CNR – prix captés (€/MWh) ⁴	110	107	+ 2,2 %	
Gas generation				
CSS moyen capté – Europe (€/MWh)	29	54	- 46,3 %	
Facteur de charge Europe (%)	23,9	20,2	+ 370 pb	
Taux d'indisponibilité non planifié (%)	3,7	3,1	+ 60 pb	

L'EBIT des activités **Renewables & BESS** a enregistré une baisse organique de 7,4 % en raison principalement d'une baisse des volumes liée à une moindre hydrologie en France par rapport au premier semestre 2024, durant lequel les conditions hydrologiques avaient été exceptionnellement favorables. Ces éléments ont été partiellement compensés par les mises en service en Amérique du Nord et en Amérique Latine, une meilleure performance opérationnelle en Amérique du Nord et par la baisse de la taxe CNR en France.



L'EBIT des activités **Gas generation** a baissé de 12,0 % en organique en raison essentiellement de la poursuite de la baisse des *spreads* captés en Europe au premier semestre et d'une base de comparaison élevée alors qu'au premier semestre 2024 le Groupe avait bénéficié de *one-offs* positifs. Cela a été partiellement compensé par l'arrêt de la taxe inframarginale en France en 2025. A l'international, l'EBIT a par ailleurs bénéficié du maintien d'un *one-off* positif au Chili et d'un effet prix favorable en Australie.

Infrastructures

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
EBITDA	3 139	2 593	+ 21,0 %	+ 23,6 %
EBIT	1 959	1 417	+ 38,2 %	+ 43,4 %
<i>Networks</i>	1 722	1 137	+ 51,4 %	+ 58,1 %
<i>Local Energy Infrastructures</i>	236	280	- 15,5 %	- 14,5 %
Indicateurs de performance opérationnelle				
Networks				
BAR France (M€) (vs déc. 2024)	32,1	32,0	+ 0,1	
Lignes transmission électriques (km) (vs déc. 2024)	5 463	5 439	+ 24	
LEI				
Marge d'EBIT <i>LEI</i>	6,2 %	5,2 %	- 104 pb	

L'EBIT des activités **Networks** est en hausse de 58,1 % en organique en raison principalement de l'augmentation des tarifs de transport à partir d'avril 2024 et de distribution à partir de juillet 2024, ainsi que d'un climat plus froid que l'an dernier. En Amérique latine, la performance reste bien orientée, soutenue par la construction de lignes électriques au Brésil et par l'indexation des tarifs au Brésil et au Mexique.

L'EBIT de **Local Energy Infrastructures** a enregistré une baisse organique de 14,5 % en amélioration par rapport au premier trimestre, et qui s'explique par le même facteur de normalisation attendue des prix de marché, qui a continué d'impacter les *spreads* captés par les installations de cogénération. Cela a été partiellement compensé par un effet climat positif avec des températures plus froides en 2025 ayant favorisé les ventes de chaleur de nos réseaux urbains, et le maintien d'une bonne performance opérationnelle permise notamment par l'amélioration continue des marges des activités d'efficacité énergétique portée par une plus grande sélectivité.

Supply and Energy Management

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
EBITDA	1 767	2 500	- 29,3 %	- 29,3 %
EBIT	1 536	2 254	- 31,9 %	- 31,9 %
<i>B2C</i>	272	331	- 17,9 %	- 18,3 %
<i>B2B</i>	888	1 108	- 19,8 %	- 19,8 %
<i>Energy Management</i>	375	814	- 53,9 %	- 53,9 %
Indicateurs de performance opérationnelle				
Contrats B2C (en milliers)	19 436	19 632	- 196	

L'EBIT de l'activité **B2C** a baissé de 18,3 % en organique par rapport au premier semestre 2024 en raison principalement d'un effet *timing* négatif au deuxième trimestre alors que celui-ci avait été particulièrement élevé au premier semestre 2024. Ces éléments ont été partiellement compensés par de bonnes marges en Europe dans un environnement de marché qui permet la pleine valorisation du coût du risque.

L'EBIT de l'activité **B2B** est ressorti en baisse de 19,8 % en organique en raison principalement de la forte baisse des effets *timing* qui avait impacté positivement l'EBIT au premier semestre 2024. L'activité a également profité d'une bonne dynamique commerciale au premier semestre 2025, avec des niveaux de marges conformes aux attentes.



L'EBIT d'**Energy Management** a diminué de 53,9 % en organique. Cette diminution reflète principalement la poursuite de la normalisation des conditions de marché, de moindres relâchements de réserves de marché par rapport au premier semestre 2024, un *one-off* négatif lié aux coûts de transport du gaz en Autriche et aux Pays-Bas ainsi qu'une activité plus faible au deuxième trimestre 2025 en raison des incertitudes géopolitiques et économiques.

Nucléaire

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
EBITDA	863	1 121	- 23,0 %	- 23,0 %
EBIT	503	770	- 34,6 %	- 34,6 %
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, proport. TWh)	13,8	16,0	- 13,7 %	
Disponibilité (Belgique, à 100 %)	81,2 %	88,0 %	- 680 pb	

L'EBIT de l'activité nucléaire est ressorti en baisse organique de 34,6 % en raison de la diminution des prix captés au premier semestre 2025 ainsi que d'un effet volume négatif lié à l'arrêt définitif de Doel 1 en février 2025 et de l'arrêt de conformité de Tihange 3 au deuxième trimestre. L'EBIT a également été pénalisé par un niveau plus élevé d'amortissement lié aux investissements réalisés en 2024 et 2025 qui sont amortis sur une période plus courte, compte tenu de la fin de vie légale des actifs.

Résultat net récurrent part du Groupe de 3,1 milliards d'euros

Résultat net part du Groupe de 2,9 milliards d'euros

En milliards d'euros	S1 2025
RNRpg	3,1
Coûts de restructuration	- 0,1
MtM des commodités, net d'impôt	- 0,2
Autres	+ 0,1
RNpg	2,9

Le résultat net récurrent part du Groupe s'est élevé à 3,1 milliards d'euros contre 3,8 milliards d'euros au premier semestre 2024.

Le résultat net part du Groupe s'est élevé à 2,9 milliards d'euros, en augmentation de 1,0 milliard d'euros par rapport au premier semestre 2024, ce qui s'explique principalement par un moindre impact du *mark-to-market* sur les contrats de commodité.

Maintien d'un bilan solide

Le Cash Flow From Operations s'est établi à 8,4 milliards d'euros, en baisse de 0,5 milliard d'euros par rapport au premier semestre 2024 qui était particulièrement élevé.

Le Besoin en Fonds de Roulement était positif de 1,4 milliard d'euros, avec une variation annuelle négative de 0,3 milliard d'euros en raison de l'impact des appels de marge (-0,6 milliard d'euros) et malgré une base de comparaison élevée.



Le niveau de **liquidité** s'est établi à 23,2 milliards d'euros au 30 juin 2025, dont 15,8 milliards d'euros de disponibilités⁵.

La dette financière nette s'est élevée à 35,7 milliards d'euros, en hausse de 2,4 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2024. Cette augmentation est principalement liée :

- à des dépenses d'investissements sur la période de 3,3 milliards d'euros,
- à des versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle pour 4,0 milliards d'euros,
- au financement et dépenses encourues liés au nucléaire en Belgique à hauteur de 3,8 milliards d'euros.

Ces éléments ont été partiellement compensés par un CFFO de 8,4 milliards d'euros.

La dette nette économique s'est élevée à 46,8 milliards d'euros, en baisse de 1,1 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2024.

Le ratio dette nette économique / EBITDA s'est élevé à 3,1x, stable par rapport au 31 décembre 2024 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

S&P : BBB+ / A-2 avec perspective Stable

Moody's : Baa1 / P-2 avec perspective Stable

Fitch : BBB+ / F1 avec perspective Stable

La présentation de la conférence téléphonique investisseurs sur les résultats financiers du premier semestre 2025 est disponible sur le site internet du Groupe : [Résultats financiers 2025](#)

EVENEMENTS A VENIR

6 novembre 2025	Publication des informations financières au 30 septembre 2025
26 février 2026	Publication des résultats financiers au 31 décembre 2025

Notes de bas de page

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

² Résultat net récurrent, part du Groupe

³ Net des produits de cession, du schéma de *tax incentives* et incluant la dette nette acquise

⁴ Avant la taxe spécifique sur production hydroélectrique de la CNR

⁵ Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires



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 13 mars 2025 sous le numéro D.24-0091. 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

ENGIE est un acteur majeur de la transition énergétique dont la raison d'être est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Avec 98 000 collaborateurs présents dans 30 pays, le Groupe couvre l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie, de la production à la vente, en passant par les infrastructures. ENGIE regroupe plusieurs activités complémentaires : la production d'électricité et de gaz renouvelables, les actifs de flexibilité et notamment les batteries, les réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité, les infrastructures énergétiques locales (réseaux de chaleur et de froid) et la fourniture d'énergie aux clients particuliers, collectivités ou entreprises. Chaque année, ENGIE investit plus de 10 milliards d'euros pour faire avancer la transition énergétique et atteindre son propre objectif de net zéro carbone en 2045.

Chiffre d'affaires en 2024 : 73,8 milliards d'euros. Coté à Paris et Bruxelles (ENGI), le Groupe est représenté dans les principaux indices financiers (CAC 40, Euronext 100, FTSE Euro 100, MSCI Europe) et extra-financiers (DJSI World, Euronext Sustainable - Europe 120 / France 20, CAC 40 ESG, MSCI EMU ESG screened, MSCI EUROPE ESG Universal Select, Stoxx Europe 600 ESG-X).

Contact presse Groupe ENGIE :

Tél. France : +33 (0)1 44 22 24 35

Courrier électronique : engiepress@engie.com

Contact relations investisseurs :

Tél. : +33 (0)1 44 22 66 29

Courrier électronique : ir@engie.com

ANNEXE 1: ETATS FINANCIERS

BILAN

ACTIF (en millions d'euros)	30 juin 2025	31 déc. 2024
Actifs non courants		
Goodwill	13 169	13 291
Immobilisations incorporelles nettes	7 882	7 964
Immobilisations corporelles nettes	63 101	64 388
Autres actifs financiers	8 833	7 722
Instruments financiers dérivés	4 518	6 689
Actifs de contrats	3	3
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 902	8 373
Autres actifs non courants	980	908
Actifs d'impôt différé	746	847
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	107 133	110 185
Actifs courants		
Autres actifs financiers	2 587	11 959
Instruments financiers dérivés	5 882	6 366
Créances commerciales et autres débiteurs	13 218	16 173
Actifs de contrats	7 292	9 229
Stocks	3 162	5 061
Autres actifs courants	10 195	12 395
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14 996	16 928
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	264	1 248
TOTAL ACTIFS COURANTS	57 595	79 359
TOTAL ACTIF	164 729	189 544

PASSIF (en millions d'euros)	30 juin 2025	31 déc. 2024
Capitaux propres part du Groupe	30 924	34 556
Participations ne donnant pas le contrôle	7 397	6 902
TOTAL CAPITAUX PROPRES	38 322	41 458
Passifs non courants		
Provisions	15 791	15 909
Emprunts à long terme	41 835	42 880
Instruments financiers dérivés	5 673	7 695
Autres passifs financiers	93	97
Passifs de contrats	434	153
Autres passifs non courants	2 647	2 591
Passifs d'impôt différé	5 566	5 875
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	72 038	75 201
Passifs courants		
Provisions	2 512	17 712
Emprunts à court terme	10 366	9 127
Instruments financiers dérivés	4 815	5 951
Fournisseurs et autres créanciers	15 679	19 153
Passifs de contrats	3 077	3 818
Autres passifs courants	17 920	16 565
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	560
TOTAL PASSIFS COURANTS	54 369	72 884
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	164 729	189 544



COMPTE DE RESULTAT

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
CHIFFRE D'AFFAIRES	38 066	37 525
Achats et dérivés à caractère opérationnel ⁽¹⁾	(25 652)	(26 452)
Charges de personnel	(4 462)	(4 315)
Amortissements, dépréciations et provisions	(2 564)	(2 481)
Impôts et taxes	(1 168)	(1 324)
Autres produits opérationnels	645	616
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	4 866	3 569
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	516	580
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5 382	4 149
Pertes de valeur	(28)	(293)
Restructurations	(62)	(155)
Effets de périmètre	190	544
Autres éléments non récurrents	(46)	(24)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5 436	4 221
Charges financières	(1 759)	(1 825)
Produits financiers	752	803
RÉSULTAT FINANCIER	(1 007)	(1 022)
Impôt sur les bénéfices	(1 010)	(802)
RÉSULTAT NET	3 419	2 397
Résultat net part du Groupe	2 923	1 942
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	497	455
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS) ⁽²⁾	1,16	0,78
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS) ⁽²⁾	1,16	0,78



TABEAU DE FLUX DE TRESORERIE

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
RÉSULTAT NET	3 419	2 397
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(516)	(580)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	625	602
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	2 267	2 816
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(145)	(514)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(48)	1 449
- Autres éléments sans effet de trésorerie	(165)	(256)
- Charge d'impôt	1 010	802
- Résultat financier	1 007	1 022
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	7 454	7 737
+ Impôt décaissé	(423)	(420)
Variation du besoin en fonds de roulement	(10 505)	1 657
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(3 475)	8 974
Investissements corporels et incorporels	(3 432)	(4 028)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(221)	(761)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(182)	(2)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(843)	2 063
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	51	29
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	102	7
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	441	419
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	3	22
Intérêts reçus d'actifs financiers	215	237
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	(5)	(16)
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	8 964	(3 387)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	5 093	(5 418)
Dividendes payés	(3 984)	(3 632)
Remboursement de dettes financières	(1 418)	(3 887)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	254	(153)
Intérêts financiers versés	(663)	(862)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	256	398
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	57	27
Augmentation des dettes financières	2 294	4 343
Augmentation/diminution de capital	(438)	996
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(55)	(9)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	609	-
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(3 088)	(2 779)
Effet des variations de change et divers	(462)	19
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(1 932)	796
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	16 928	16 578
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	14 996	17 374



ANNEXE 2 : CHIFFRES D'AFFAIRES CONTRIBUTIF PAR ACTIVITE

Le **chiffre d'affaires**, à 38,1 milliards d'euros, ressort en hausse de 1,4 % en brut et de 2,9 % en organique.

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

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
<i>Renewable & Flex Power</i>	4 920	5 007	- 1,7 %	+ 1,8 %
<i>Infrastructures</i>	8 722	8 038	+ 8,5 %	+ 10,3 %
<i>Supply & Energy Management</i>	23 121	23 243	- 0,5 %	- 0,3 %
Autres	1 149	1 200	- 4,3 %	+ 12,7 %
Chiffre d'affaires hors Nucléaire	37 912	37 487	+ 1,1 %	+ 2,6 %
Nucléaire	154	38	+ 306,8 %	+ 306,8 %
Chiffre d'affaires	38 066	37 525	+ 1,4 %	+ 2,9 %



ANNEXE 3 : MATRICE DE L'EBIT

S1 2025

(en millions d'euros)

	France	Rest de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	AMEA	Autres	TOTAL
RENEWABLE & FLEX POWER	376	348	708	305	266	-14	1 988
Renewable & BESS	249	255	483	271	55	-	1 313
Gas Generation	128	93	224	34	211	-14	676
INFRASTRUCTURES	1 345	214	403	-3	29	-29	1 959
Networks	1 189	149	403	-3	-1	-15	1 722
Local Energy Infrastructures	156	65	-	-	30	-14	236
SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT	48	221	-	-	3	1 263	1 536
AUTRES	-6	3	-2	-24	2	-360	-387
EBIT hors nucléaire	1 763	786	1 108	278	300	860	5 095
NUCLÉAIRE	206	297	-	-	-	-	503

S1 2024

(en millions d'euros)

	France	Rest de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	AMEA	Autres	TOTAL
RENEWABLE & FLEX POWER	713	473	692	139	302	-24	2 295
Renewable & BESS	474	323	506	110	50	-	1 463
Gas Generation	238	150	186	29	252	-24	832
INFRASTRUCTURES	830	205	391	-5	30	-35	1 417
Networks	644	122	391	-5	-1	-13	1 137
Local Energy Infrastructures	186	84	-	-	31	-21	280
SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT	195	141	-	-	7	1,911	2 254
AUTRES	-6	-	-	-4	-2	-331	-343
EBIT hors nucléaire	1 732	819	1 083	130	337	1 521	5 623
NUCLÉAIRE	220	550	-	-	-	-	770



ANNEXE 4 : GUIDANCE 2025 - PRINCIPALES HYPOTHESES ET INDICATIONS

- Guidance et indications sur la base des activités poursuivies
- Absence de changement de méthode comptable
- Absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique
- Taxes basées sur les textes légaux en vigueur
- Prise en compte de la revue régulatoire dans les infrastructures en France pour la période 2024 - 2028
- Répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie *BtoC* en France
- Température moyenne en France
- Production hydraulique, éolienne et solaire moyennes
- Taux de change moyen :
 - € / USD: 1,14
 - € / BRL: 6,34
- Sortie du Nucléaire : Doel 1 (février 2025), Doel 2 (décembre 2025), Tihange 1 (octobre 2025) ; travaux de conformité LTO : Doel 4 (de juillet à octobre 2025), Tihange 3 (redémarrage en juillet 2025)
- Prix des commodités au 30 juin 2025
- Résultat financier net récurrent de (2,0) – (2,2) milliards d'euros
- Taux récurrent effectif d'imposition (y compris surtaxe en France): c.23-25 %