



Communiqué de presse
15 mai 2025

Informations financières d'ENGIE au 31 mars 2025

Un début d'année solide marqué par
une bonne performance opérationnelle et financière
Guidance 2025 confirmée

Faits marquants

- Une activité *Renewables & BESS* soutenue, avec 8,5 GW de capacités en construction, soit plus de 100 projets à fin mars 2025
- Acquisition de deux barrages hydroélectriques au Brésil (612 MW) et d'un portefeuille d'actifs Renouvelables au Royaume-Uni (157 MW)
- Gain d'un appel d'offres au Chili pour une nouvelle sous-station électrique
- *Closing* de la transaction sur le nucléaire en Belgique

Performance financière

- EBIT hors nucléaire à 3,7 Md€, en hausse organique de 2,1 %, portée principalement par les Infrastructures et un effet *timing* favorable
- *Cash Flow From Operations*¹ de 4,0 Md€ au 1^{er} trimestre
- Maintien d'un bilan solide avec un ratio dette nette économique / EBITDA en baisse à 3.0x
- Dette nette économique en recul de 1,8 Md€
- *Guidance 2025 confirmée* avec un RNRpg² attendu entre 4,4 et 5,0 Md€

Chiffres clés au 31 mars 2025

En milliards d'euros	31 mars 2025	31 mars 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
Chiffre d'affaires	23,3	22,0	+ 5,6 %	+ 5,6 %
EBITDA (hors Nucléaire)	4,9	4,8	+ 1,3 %	+ 2,5 %
EBITDA	5,4	5,4	+ 0,4 %	+ 1,4 %
EBIT (hors Nucléaire)	3,7	3,7	+ 0,5 %	+ 2,1 %
Capex³	1,5	2,6	- 43,5 %	
Cash Flow From Operations	4,0	5,1	- 22,2 %	
Dette financière nette	34,6	+ 1,4 Md€ versus 31 décembre 2024		
Dette nette économique	46,1	- 1,8 Md€ versus 31 décembre 2024		
Dette nette économique / EBITDA	3,0x	- 0,1x versus 31 décembre 2024		

Catherine MacGregor, Directrice générale, a déclaré : « *ENGIE a réalisé un bon début d'année 2025, avec un EBIT hors nucléaire de 3,7 milliards d'euros, en croissance organique de 2 % au premier trimestre. Notre portefeuille de projets équilibré, à la fois en termes de géographies et d'activités, est un atout pour poursuivre notre stratégie de croissance dans le contexte mondial actuel incertain. Au 31 mars, ENGIE compte ainsi 8,5 GW de capacités renouvelables et batteries en construction, représentant plus de 100 projets à travers le monde. Cette période a également été marquée par le closing de la transaction avec le gouvernement belge concernant la prolongation pour 10 ans de deux réacteurs nucléaires. Une étape importante pour la sécurité énergétique de*

N.B. Les notes de bas de pages se trouvent à la page 6

SIEGE SOCIAL D'ENGIE

Tour T1 – 1 place Samuel de Champlain – Faubourg de l'Arche – 92930 Paris La Défense cedex – France
ENGIE – SA AU CAPITAL DE EUR 2 435 285 011 – RCS NANTERRE 542 107 651 – Tél. : + 33(0)1 44 22 00 00



la Belgique, qui concrétise également une amélioration significative du profil de risque d'ENGIE, notamment à travers le transfert de responsabilité des déchets nucléaires. Malgré un environnement économique incertain sur le plan mondial, la dynamique du Groupe et sa solidité nous permettent de confirmer nos perspectives pour l'année 2025.»

Guidance 2025 confirmée

La *guidance* 2025 est confirmée dans un environnement économique incertain. Le résultat net récurrent part du Groupe devrait 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 3.

Poursuite de la mise en œuvre du plan stratégique

Renewables & BESS

La capacité totale renouvelables et de stockage d'ENGIE s'élève à 51,6 GW à fin mars 2025, en hausse de 0,6 GW par rapport à fin 2024. Au 31 mars 2025, les 101 projets en cours de construction par ENGIE représentent une capacité totale de 8,5 GW. Les projets en cours de construction aux États-Unis, totalisant 2,0 GW, sont en grande partie protégés contre l'augmentation des tarifs. En effet, ENGIE a été proactif en ajustant sa chaîne d'approvisionnement et a augmenté le *sourcing* local pour les batteries et les modules solaires. Le Groupe est en bonne voie pour ajouter 7 GW de capacités renouvelables et de stockage en moyenne par an à partir de 2025.

Au premier trimestre, ENGIE a fait l'acquisition d'un portefeuille de 157 MW d'actifs renouvelables en exploitation en Angleterre et au Pays de Galles, comprenant trois parcs éoliens terrestres en exploitation et quatre parcs solaires photovoltaïques. Cette acquisition représente aussi l'opportunité pour ENGIE de déployer des systèmes de stockage d'énergie par batteries et des centrales solaires sur les sites acquis, ainsi que le développement de projets de *repowering*, marquant une avancée significative dans l'expansion de son développement des renouvelables au Royaume-Uni. Le Groupe a également signé un accord pour l'acquisition de deux centrales hydroélectriques au Brésil: Santo Antônio do Jari (États d'Amapá et de Pará) et Cachoeira Caldeirão (État d'Amapá), pour une capacité totale de 612 MW en opération. La levée des conditions suspensives de cette transaction est en cours.

Au Chili, ENGIE a débuté l'exploitation commerciale de Tamaya, un projet de batterie de 68 MW / 418 MWh, situé dans la région d'Antofagasta, en construction depuis août 2023 sur le site d'une ancienne centrale diesel. Il est couplé à la centrale solaire Tamaya (115 MW).

Gas generation

Le 19 février 2025, ENGIE a annoncé la signature d'un accord de vente et d'achat (SPA) pour la cession de sa participation dans Az Zour North, un actif combiné de gaz et de dessalement d'eau au Koweït, trois actifs de production de gaz et de dessalement d'eau à Bahreïn, ainsi que les sociétés d'exploitation et de maintenance (O&M) associées à ACWA Power. Cette transaction marque la sortie d'ENGIE de ces deux pays et s'aligne sur l'engagement du Groupe d'atteindre son objectif Net Zero d'ici 2045.

ENGIE a également vendu les 2 centrales à cycle combiné de Uch au Pakistan et ainsi cessé toute activité dans ce pays. Le Groupe a aussi cédé 15,66% de sa participation dans la centrale électrique de Safi au Maroc. Les travaux se poursuivent en vue de la cession complète d'ici 2027.



Networks

ENGIE Chile a remporté l'appel d'offres pour le développement d'une nouvelle sous-station, située dans la municipalité de Tiltill, à 50 km au nord de Santiago. Cette sous-station renforcera le système électrique national et facilitera la connexion de nouveaux projets de production d'électricité renouvelable dans une région qui s'est établie comme un centre de développement photovoltaïque. Ce jalon réaffirme l'engagement d'ENGIE envers la modernisation du système énergétique du Chili, assurant une plus grande sécurité et efficacité dans la transmission électrique pour les projets d'énergie renouvelable dans le pays.

Local Energy Infrastructure

Dans la continuité des annonces de février 2025, la GBU LEI a lancé le recentrage de son développement principalement sur cinq pays européens où elle peut renforcer ses trois activités principales : les réseaux locaux d'énergie, la production sur site et les contrats de performance énergétique.

Sur le segment des réseaux de chaleur urbains (RCU), grâce à la dynamique commerciale de 2024, plus de 56 projets sont actuellement en cours de réalisation au 31 mars 2025 représentant une capacité totale de 1 752 MW pour le seul périmètre français.

En parallèle, ENGIE poursuit son développement dans les réseaux de froid en Asie du Sud Est et au Moyen Orient, et, à travers sa participation de 40 % dans Tabreed au Moyen-Orient, a signé un accord avec Dubai Holding Investments pour la concession de Palm Jebel Ali à Dubaï.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements bruts au cours du premier trimestre 2025 s'élèvent à 1,5 milliard d'euros, dont 1,0 milliard d'euros d'investissements de croissance. 75 % ont été consacrés aux activités *Renewable & Flex Power* et *Networks*.

Plan de performance

ENGIE a maintenu sa dynamique d'excellence opérationnelle au cours du premier trimestre 2025 avec une contribution de 72 millions d'euros des résultats du plan de performance.

Closing de la transaction dans le 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. Cette étape finale, faisant suite à l'approbation de l'accord par la Commission Européenne le 21 février 2025, a mené au versement de la première partie du paiement, relative au transfert de responsabilité pour les déchets nucléaires et le combustible usé. La seconde partie sera versée lors du redémarrage des réacteurs en novembre 2025.

Revue des données financières du premier trimestre 2025

Le chiffre d'affaires s'élève à 23,3 milliards d'euros, en hausse de 5,6 % en brut et en organique.

L'EBITDA s'est établi à 5,4 milliards d'euros, en hausse de 0,4 % en brut et de 1,4 % en organique.

L'EBITDA (hors Nucléaire) s'est établi à 4,9 milliards d'euros, en hausse de 1,3 % en brut et 2,5 % en organique.

L'EBIT (hors Nucléaire) s'est établi à 3,7 milliards d'euros, en hausse de 0,5 % en brut et 2,1 % en organique.

- **Taux de change** : effet global négatif de 29 millions d'euros, principalement lié à la dépréciation du real brésilien, partiellement compensée par l'appréciation du dollar américain



- Variation du périmètre : effet périmètre net de - 31 millions d'euros, lié notamment à la vente de 15,66 % de Safi
- Température en France : l'effet température normatif a généré une variation positive de 116 millions d'euros en cumul annuel par rapport au premier trimestre 2024 pour les *Networks* et B2C en France.

Contribution des activités à l'EBIT : EBIT soutenu par les activités *Infrastructures* et un effet *timing* favorable

En millions d'euros	31 mars 2025	31 mars 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
Renewable & Flex Power	1 152	1 354	- 14,9 %	- 13,4 %
<i>Renewables & BESS</i>	733	807	- 9,2 %	- 7,6 %
<i>Gas generation</i>	419	547	- 23,3 %	- 21,8 %
Infrastructures	1 453	1 012	+ 43,5 %	+ 47,7 %
<i>Networks</i>	1 259	774	+ 62,6 %	+ 68,8 %
<i>Local Energy Infrastructures</i>	194	238	- 18,5 %	- 18,7 %
Supply & Energy Management	1 291	1 530	- 15,6 %	- 15,9 %
B2C	400	76	+ 425,6 %	+ 420,8 %
B2B	582	930	- 37,4 %	- 37,5 %
<i>Energy Management</i>	309	524	- 41,1 %	- 41,5 %
Autres	-173	-191	- 9,8 %	- 14,6 %
EBIT hors Nucléaire	3 723	3 705	+ 0,5 %	+ 2,1 %
Nucléaire	406	461	- 12,0 %	- 12,0 %
EBIT	4 129	4 166	- 0,9 %	+ 0,5 %

Renewable & Flex Power

L'EBIT des activités **Renewables & BESS** est ressorti en baisse organique de 7,6 % en raison principalement d'une baisse des volumes liée à une moindre hydrologie en France et au Portugal par rapport au premier trimestre 2024, durant lequel les conditions hydrologiques avaient été exceptionnellement favorables, et d'une baisse des prix captés en Europe. Ces éléments n'ont été que partiellement compensés par les mises en service en Amérique du Nord et en Amérique Latine.

L'EBIT des activités **Gas generation** est en recul de 21,8 % en organique. Cette diminution s'explique essentiellement par une baisse des *spreads* captés en Europe et par une base de comparaison élevée alors qu'au premier trimestre 2024 le Groupe avait bénéficié de *one-offs* positifs notamment le règlement d'un litige concernant les conditions de vente d'électricité d'un ancien actif en Italie. 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'une bonne marge au Chili en raison d'une forte demande.

Infrastructures

L'EBIT des activités **Networks** est en hausse de 68,8 % en organique en raison de la hausse des tarifs en 2024 en Europe et de l'augmentation des volumes distribués en France due à un climat plus favorable que l'année précédente. En Amérique Latine, l'activité *Networks* a bénéficié d'une contribution plus élevée en raison de la construction des lignes électriques au Brésil et de l'indexation des tarifs au Brésil et au Mexique.

L'EBIT de **Local Energy Infrastructures** a enregistré une baisse organique de 18,7 % qui s'explique par la normalisation attendue des prix de marché, impactant 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 chaleurs de nos réseaux urbains ainsi que par une bonne performance opérationnelle, avec notamment l'amélioration continue des marges de nos activités d'efficacité énergétiques portée par une plus grande sélectivité.

Supply and Energy Management

L'EBIT de l'activité **B2C** s'élève à 400 millions d'euros comparé à 76 millions d'euros au premier trimestre 2024. Cette croissance s'explique principalement par un effet *timing* positif et une base de comparaison favorable alors qu'au premier trimestre 2024 le Groupe avait été pénalisé par les mesures commerciales destinées à soutenir ses clients à la fin du bouclier tarifaire. Elle résulte également de volumes plus importants en raison d'un climat plus froid ainsi que 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** a diminué de 37,5 % en organique en raison de la forte baisse des effets *timing* qui avait impacté positivement l'EBIT au premier trimestre 2024.

L'EBIT **d'Energy Management** est ressorti en baisse de 41,5 % en organique. Cette diminution reflète essentiellement la forte baisse des reprises de réserves de marché par rapport au premier trimestre 2024 ainsi que la poursuite de la normalisation des conditions de marché.

Nucléaire

L'EBIT de l'activité nucléaire a affiché une baisse organique de 12,0 % en raison principalement d'un effet volume négatif lié à l'arrêt définitif de Doel 1 en février 2025 et ce, malgré une bonne disponibilité des actifs (94,4 % contre 91,2 % au premier trimestre 2024).

Maintien d'un bilan solide

Le Cash Flow From Operations s'est établi à 4,0 milliards d'euros, en baisse de 1,1 milliard d'euros par rapport au premier trimestre 2024 qui était particulièrement élevé et liée à une augmentation temporaire significative des appels de marge.

Le Besoin en Fonds de Roulement était négatif de 0,4 milliard d'euros, avec une variation annuelle négative de 2,0 milliards d'euros due principalement au BFR opérationnel dans un contexte de normalisation des conditions de marché au T1 2024 (-1,5 milliard d'euros) et des appels de marge (-0,8 milliard d'euros) qui ont compensé l'effet positif lié aux soutirages de gaz (+0,5 milliard d'euros).

Le niveau de **liquidité** s'est établi à 23,9 milliards d'euros au 31 mars 2025, dont 16,7 milliards d'euros de disponibilités⁴.

La dette financière nette s'est élevée à 34,6 milliards d'euros, en hausse de 1,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2024. Cette augmentation est principalement liée :

- à des dépenses d'investissements sur la période de 1,5 milliard d'euros,
- au financement et dépenses encourues liés au nucléaire en Belgique à hauteur de 3,3 milliards d'euros,
- à divers autres éléments à hauteur de 0,6 milliard d'euros.

Ces éléments ont été partiellement compensés par un CFFO de 4,0 milliards d'euros.



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

Le ratio dette nette économique / EBITDA s'est élevé à 3,0x, en baisse de 0,1x 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 informations financières du premier trimestre 2025 est disponible sur le site internet du Groupe : [Résultats financiers 2025](#)

EVENEMENTS A VENIR

1^{er} août 2025	Publication des informations financières au 30 juin 2025
6 novembre 2025	Publication des informations financières au 30 septembre 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 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 7 mars 2024 sous le numéro D.24-0085. 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: CHIFFRES D'AFFAIRES CONTRIBUTIF PAR ACTIVITE

Le **chiffre d'affaires**, à 23,3 milliards d'euros, ressort en hausse de 5,6 % en brut et en organique.

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

En millions d'euros	31 mars 2025	31 mars 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
<i>Renewable & Flex Power</i>	2 824	2 678	+ 5,4 %	+ 5,6 %
<i>Infrastructures</i>	5 166	4 515	+ 14,4 %	+ 15,5 %
<i>Supply & Energy Management</i>	14 827	14 389	+ 3,0 %	+ 2,6 %
Autres	415	413	+ 0,5 %	+ 1,1 %
Chiffre d'affaires hors Nucléaire	23 232	21 994	+ 5,6 %	+ 5,6 %
Nucléaire	21	22	- 5,0 %	- 5,0 %
Chiffre d'affaires	23 253	22 016	+ 5,6 %	+ 5,6 %



ANNEXE 2 : MATRICE DE L'EBIT

T1 2025 (en millions d'euros)	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	AMEA	Autres	TOTAL
RENEWABLE & FLEX POWER	292	234	375	125	135	- 10	1 152
INFRASTRUCTURES	1 023	216	211	- 2	16	- 11	1 453
SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT	176	227	0	0	-3	891	1 291
AUTRES	0	0	- 1	- 16	- 1	- 154	- 173
EBIT hors NUCLÉAIRE	1 491	676	585	108	147	716	3 723
NUCLÉAIRE	126	280	0	0	0	0	406

T1 2024 (en millions d'euros)	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	AMEA	Autres	TOTAL
RENEWABLE & FLEX POWER	529	311	353	37	141	- 16	1 354
INFRASTRUCTURES	606	202	205	- 2	18	- 17	1 012
SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT	- 71	160	0	0	- 5	1 447	1 530
AUTRES	0	- 1	- 1	- 13	0	- 177	- 191
EBIT hors NUCLÉAIRE	1 063	672	557	21	153	1 238	3 705
NUCLÉAIRE	137	324	0	0	0	0	461



ANNEXE 3 : 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 et les contingences supplémentaires
- 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: 1,13
 - € / BRL: 6,22
- Nucléaire en Belgique : taux de disponibilité des centrales d'environ 81% en 2025– sur la base de disponibilité telle que publiée sur REMIT au 01/01/2025, hors LTO ;
- Sortie du Nucléaire : Doel 1, 2 et 4, Tihange 1 et 3 de février 2025 à décembre 2025, début de la LTO : Tihange 3 le 1^{er} septembre 2025 / Doel 4 le 1^{er} novembre 2025
- Contingences pour les activités Nucléaires en Belgique de 0,15 milliard d'euros
- Prix des commodités au 31 mars 2025
- Résultat financier net récurrent de (2,1) – (2,3) milliards d'euros
- Taux récurrent effectif d'imposition : c.22-24 %