RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2025

SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1 RÉSULTATS ENGIE AU 30 JUIN 2025 6
2 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET 14
3 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE 15
4 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES 16

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

COMPTE DE RÉSULTAT 18
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL 19
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE 20
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES 22
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE 24

03 NOTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

Note 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES 27
Note 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE ET AUTRES FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE 30
Note 3 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE 34
Note 4 INFORMATION SECTORIELLE 37
Note 5 VENTES 42
Note 6 RÉSULTAT FINANCIER 44
Note 7 INSTRUMENTS FINANCIERS 45
Note 8 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS 48
Note 9 PROVISIONS 51
Note 10 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES 53
Note 11 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES 54
Note 12 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 57

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1 RÉSULTATS ENGIE AU 30 JUIN 2025 6
2 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET 14
3 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE 15
4 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES 16

1 RÉSULTATS ENGIE AU 30 JUIN 2025

Résultats d'ENGIE au 30 juin 2025

Résultats financiers solides et bonne exécution opérationnelle
***Guidance* 2025 confirmée**

Faits marquants

- Activité Renouvelables & Batteries soutenue avec 52,7 GW de capacités installées au 1er 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 Émirats 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 millards d'euros 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 CFFO(1) de 8,4 millards d'euros au 1er 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 millards d'euros à 46,8 millards d'euros
- *Guidance* 2025 confirmée avec un RNRpg(2) attendu entre 4,4 et 5,0 millards d'euros

1.1 Chiffres clés au 30 juin 2025

En milliards d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Variation brute en %	Variation organique en %
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 (1)	3,3	5,2	-35,8%	
Cash Flow From Operations (CFFO)	8,4	8,9	-5,5%	
Endettement financier net	35,7	+2,4 milliards d'euros par rapport au 31 déc. 2024		
Dette nette économique	46,8	-1,1 milliard d'euros par rapport au 31 déc. 2024		
Dette nette économique / EBITDA	3,1x	stable par rapport au 31 déc. 2024		

(1) Net des produits de cession DBSO (Develop, Build, Share & Operate) et DBOO (Develop, Build,, Own & Operate) du schéma de tax incentives et incluant la dette nette acquise.

1.2 *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.

(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.

1.2.1. Hypothèses sous-jacentes

Les hypothèses prises en compte sont les suivantes :

- *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 par an ;
- taux récurrent effectif d'imposition (y compris surtaxe en France) : 23 – 25%.

1.3 Une bonne exécution opérationnelle

Renouvelables & *Flex Power*

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 de 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 Émirats 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 Infrastructures

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 américains. 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 États-Unis. 75% ont été consacrés aux activités Renouvelables & *Flex Power* et *Networks*.

Au premier semestre, le Groupe a signé ou closé plusieurs opérations de cession, notamment au sein des activités Renouvelables *& 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 États-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.

1.4 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.

1.5 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 4ème actionnaire de l'entreprise.

1.6 Revue des données financières du 1er semestre 2025

1.6.2. Chiffre d'affaires

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.

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Variation brute en %	Variation organique en %
Renouvelables & Flex Power	4 920	5 007	-1,7%	+1,8%
Infrastructures	8 722	8 038	+8,5%	+10,3%
Supply & Energy Management	23 121	23 243	-0,5%	-0,3%
Autres	1 149	1 200	-4,3%	+12,7%
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES (hors Nucléaire)	**37 912**	**37 487**	**+1,1%**	**+2,6%**
Nucléaire	154	38	+306,8%	+306,8%
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**38 066**	**37 525**	**+1,4%**	**+2,9%**

1.6.3. EBITDA

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.

1.6.4. EBIT

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*, *One BtoC* et *One BtoB* en France.

Contribution des activités à l'EBIT

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Variation brute en %	Variation organique en %
Renouvelables & Flex Power	**1 988**	**2 295**	**-13,4%**	**-9,0%**
Renouvelables & Batteries	*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%**
One BtoC	*272*	*331*	*-17,9%*	*-18,3%*
One BtoB	*888*	*1 108*	*-19,8%*	*-19,8%*
Energy Management	*375*	*814*	*-53,9%*	*-53,9%*
Autres	**(387)**	**(343)**	**-12,9%**	**-7,5%**
TOTAL EBIT (hors Nucléaire)	**5 095**	**5 623**	**-9,4%**	**-6,4%**
Nucléaire	503	770	-34,6%	-34,6%
TOTAL EBIT	**5 598**	**6 392**	**-12,4%**	**-9,9%**

Matrice par activité/géographie

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	30 juin 2025
Renouvelables & Flex Power	**376**	**348**	**708**	**305**	**266**	**(14)**	**1 988**
Renouvelables & Batteries	*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**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	30 juin 2024
Renouvelables & Flex Power	**713**	**473**	**692**	**139**	**302**	**(24)**	**2 295**
Renouvelables & Batteries	*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**

Renouvelables & *Flex Power*

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	2 650	2 885	-8,2%	-4,7%
EBIT	**1 988**	**2 295**	**-13,4%**	**-9,0%**
Renouvelables & Batteries	1 313	1 463	-10,3%	-7,4%
Gas generation	676	832	-18,8%	-12,0%
Indicateurs de performance opérationnelle				
Renouvelables & Batteries				
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) (1)	110,0	107,0	+2,2%	
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	

(1) Avant la taxe spécifique sur production hydroélectrique de la CNR.

L'EBIT des activités **Renouvelables & Batteries** 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. À 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	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	3 139	2 593	+21,0%	+23,6%
EBIT	**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%
Indicateurs de performance opérationnelle				
Networks				
BAR France (Md€) (vs déc. 2024)	32	32	0,1	
Lignes transmission électriques (km) (vs déc. 2024)	5 463	5 439	24	
Local Energy Infrastructures				
Marge d'EBIT	+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 & Energy Management

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	1 767	2 500	-29,3%	-29,3%
EBIT	**1 536**	**2 254**	**-31,9%**	**-31,9%**
One BtoC	272	331	-17,9%	-18,3%
One BtoB	888	1 108	-19,8%	-19,8%
Energy Management	375	814	-53,9%	-53,9%
Indicateurs de performance opérationnelle				
Contrats One BtoC (en milliers)	19 436	19 632	(196)	

L'EBIT de l'activité ***One BtoC*** 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 ***One BtoB*** 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	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	863	1 121	-23,0%	-23,0%
EBIT	**503**	**770**	**-34,6%**	**-34,6%**
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, @share, 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.

1.6.5. Analyse de la croissance organique en base comparable

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Variation brute/organique en %
Chiffres d'affaires	**38 066**	**37 525**	**+1,4%**
Effet périmètre	(44)	(358)	-
Effet change	-	(216)	-
Données comparables	**38 022**	**36 953**	**+2,9%**

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Variation brute/organique en %
EBITDA	**8 259**	**8 922**	**-7,4%**
Effet périmètre	(35)	(101)	-
Effet change	-	(116)	-
Données comparables	**8 224**	**8 706**	**-5,5%**

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Variation brute/organique en %
EBIT	**5 598**	**6 392**	**-12,4%**
Effet périmètre	(16)	(96)	-
Effet change	-	(98)	-
Données comparables	**5 582**	**6 198**	**-9,9%**

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.

1.6.6. Autres éléments du compte de résultat

La réconciliation de l'EBIT au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024	Variation brute en %
EBIT	**5 598**	**6 392**	**-12,4%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(209)	(2 239)	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(8)	(4)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**5 382**	**4 149**	**+29,7%**
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**	**+28,8%**
Résultat financier	(1 007)	(1 022)	
Impôts sur les bénéfices	(1 010)	(802)	
RÉSULTAT NET	**3 419**	**2 397**	
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 057**	**3 766**	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**1,16**	**0,78**	
Résultat net part du Groupe	**2 923**	**1 942**	
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**497**	**455**	

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 057**	**3 766**
Pertes de valeur	(28)	(293)
Restructurations	(62)	(155)
Effets de périmètre	190	544
Autres éléments non récurrents	(46)	(24)
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(209)	(2 239)
Part non récurrente du résultat financier	(33)	(40)
Part non récurrente des impôts sur les bénéfices	50	365
Autres	3	18
Résultat net part du Groupe	**2 923**	**1 942**

Le **résultat des activités opérationnelles (RAO)** s'établit à 5 436 millions d'euros (voir Note 2 «Principales variations de périmètre et autres faits marquants de la période»).

Retraité des éléments non récurrents, le **résultat financier** s'élève à -974 millions d'euros au 30 juin 2025, sans variation majeure par rapport au 30 juin 2024 (-982 millions d'euros).

La **charge d'impôt** au 30 juin 2025 s'établit à 1 010 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 802 millions d'euros au 30 juin 2024). Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 25,8% à fin juin 2025 contre 24,2% à fin juin 2024, principalement en raison de la contribution exceptionnelle sur les bénéfices des grandes entreprises en France.
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, principalement porté par l'évolution de l'EBIT.

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, en grande partie aligné avec l'évolution du résultat des activités ordinaires.

2 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'**endettement financier net** s'est établi 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 (4,0 milliards d'euros),
- au financement et dépenses encourues lié au nucléaire en Belgique pour 3,8 milliards d'euros.

Ces éléments ont été compensés essentiellement par des *Cash Flow From Operations* de 8,4 milliards d'euros.

Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 2,4x, en hausse de 0,3x par rapport au 31 décembre 2024.
Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 4,15%.

En millions d'euros	30 juin 2025	31 déc. 2024
Endettement financier net	35 671	33 223
EBITDA (12 mois glissants)	14 903	15 566
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,39**	**2,13**

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'élève à 3.1x, stable par rapport au 31 décembre 2024 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	30 juin 2025	31 déc. 2024
Dette nette économique	46 765	47 874
EBITDA (12 mois glissants)	14 903	15 566
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**3,14**	**3,08**

Rating

- S&P : BBB+/A-2 avec perspective Stable
- Moody's : Baa1/P-2 avec perspective Stable
- Fitch : BBB+/F1 avec perspective Stable

2.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

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.

2.2 Liquidités

Le niveau de **liquidité** s'est établi à 23,2 milliards d'euros au 30 juin 2025, dont 15,8 milliards d'euros de disponibilités[(1)].

(1) Disponibilités y compris instruments de dette liquides détenus à des fins d'investissement, net des découverts bancaires.

3 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	30 juin 2025	31 déc. 2024	Variation nette
Actifs non courants	**107 133**	**110 185**	**(3 051)**
Dont goodwill	*13 169*	*13 291*	*(122)*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*70 983*	*72 352*	*(1 370)*
Dont instruments financiers dérivés	*4 518*	*6 689*	*(2 170)*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*7 902*	*8 373*	*(471)*
Actifs courants	**57 595**	**79 359**	**(21 764)**
Dont créances commerciales et autres débiteurs	*13 218*	*16 173*	*(2 955)*
Dont instruments financiers dérivés	*5 882*	*6 366*	*(484)*
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*264*	*1 248*	*(984)*
Capitaux propres	**38 322**	**41 458**	**(3 136)**
Total Passifs hors capitaux propres	**126 407**	**148 646**	**(22 239)**
Provisions	18 303	33 621	(15 318)
Dettes financières	52 201	52 006	195
Instruments financiers dérivés	10 488	13 646	(3 159)
Autres passifs	45 415	48 812	(3 397)
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	*560*	*(560)*

Les **immobilisations (corporelles et incorporelles nettes)** s'élèvent à 70,9 milliards d'euros, en baisse de 1,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2024. Cette variation résulte pour l'essentiel des amortissements (-2,6 milliards d'euros), des variations de change (-2,2 milliards d'euros, principalement sur le dollar américain), partiellement compensés par les investissements de la période (+3,6 milliards d'euros).

Les ***goodwill*** s'élèvent à 13,2 milliards d'euros, stable par rapport au 31 décembre 2024.

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** s'élèvent à 7,9 milliards d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2024.

Les **capitaux propres totaux** s'élèvent à 38,3 milliards d'euros, en baisse de 3,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2024. Cette baisse provient essentiellement des autres éléments du résultat global (-2,4 milliards d'euros relatifs essentiellement aux écarts de conversion de la période portant principalement sur le dollar américain), par les dividendes distribués (-4,1 milliards d'euros), partiellement compensés par le résultat net de la période (+3,4 milliards d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 18,3 milliards d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2024 (voir Note 9 «Provisions»).

4 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec des parties liées décrites dans la Note 20 des états financiers consolidés au 31 décembre 2024 n'ont pas connu d'évolution significative à fin juin 2025.

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

COMPTE DE RÉSULTAT 18
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL 19
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE 20
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES 22
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE 24

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	30 juin 2025	30 juin 2024
CHIFFRE D'AFFAIRES	**4.3 & 5**	**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	4.3	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	2.2	(28)	(293)
Restructurations	2.2	(62)	(155)
Effets de périmètre	2.2	190	544
Autres éléments non récurrents	2.2	(46)	(24)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**5 436**	**4 221**
Charges financières		(1 759)	(1 825)
Produits financiers		752	803
RÉSULTAT FINANCIER	**6**	**(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**

(1) Dont une charge nette au 30 juin 2025 de 209 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 2 239 millions d'euros au 30 juin 2024), notamment sur certaines positions de couverture économique électricité et gaz non documentées en couverture de flux de trésorerie.

(2) Conformément aux dispositions d'IAS 33 − Résultat par action, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

En millions d'euros	Notes	30 juin 2025	30 juin 2024
RÉSULTAT NET		**3 419**	**2 397**
Instruments de dette	7	(10)	-
Couverture d'investissement net	8	620	(125)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	8	193	122
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	8	(1 400)	3 559
Impôts différés sur éléments recyclables ou recyclés		150	(749)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		56	(104)
Écarts de conversion [(1)]		(2 172)	57
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**(2 564)**	**2 760**
Instruments de capitaux propres	7	16	160
Pertes et gains actuariels		243	503
Impôts différés sur éléments non recyclables		(91)	(109)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**168**	**553**
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		**(2 395)**	**3 313**
RÉSULTAT GLOBAL		**1 024**	**5 710**
Dont quote-part du Groupe		*930*	*5 237*
Dont quote-part des participations ne donnant pas le contrôle		*94*	*473*

(1) Les écarts de conversion de la période portent principalement sur le dollar américain.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

En millions d'euros	Notes	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	7	4 518	6 689
Actifs de contrats	5	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	7	5 882	6 366
Créances commerciales et autres débiteurs	5	13 218	16 173
Actifs de contrats	5	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	2	264	1 248
TOTAL ACTIFS COURANTS		**57 595**	**79 359**
TOTAL ACTIF		**164 729**	**189 544**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

CAPITAUX PROPRES ET PASSIFS

En millions d'euros	Notes	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	9	15 791	15 909
Emprunts à long terme	7	41 835	42 880
Instruments financiers dérivés	7	5 673	7 695
Autres passifs financiers	7	93	97
Passifs de contrats	7	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	9	2 512	17 712
Emprunts à court terme	7	10 366	9 127
Instruments financiers dérivés	7	4 815	5 951
Fournisseurs et autres créanciers	7	15 679	19 153
Passifs de contrats	7	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	2	-	560
TOTAL PASSIFS COURANTS		**54 369**	**72 884**
TOTAL CAPITAUX PROPRES ET PASSIFS		**164 729**	**189 544**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 435**	**23 916**	**5 198**	**3 393**	**(3 015)**	**(1 693)**	**(177)**	**30 057**	**5 667**	**35 724**
Résultat net	-	-	1 942	-	-	-	-	1 942	455	2 397
Autres éléments du résultat global	-	-	533	-	2 714	48	-	3 295	19	3 313
RÉSULTAT GLOBAL	**-**	**-**	**2 475**	**-**	**2 714**	**48**	**-**	**5 237**	**473**	**5 710**
Rémunération sur base d'actions	-	-	22	-	-	-	-	22	-	22
Dividendes distribués en numéraire (1)	-	(2 882)	(621)	-	-	-	-	(3 503)	(474)	(3 978)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(58)	-	-	-	49	(9)	-	(9)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée (2)	-	-	(51)	645	-	-	-	594	-	594
Transactions entre actionnaires (3)	-	-	114	-	-	-	-	114	(233)	(119)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Augmentations et réductions de capital	-	-		-	-	-	-	-	19	19
Autres variations	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2024	**2 435**	**21 033**	**7 080**	**4 038**	**(301)**	**(1 645)**	**(128)**	**32 512**	**5 455**	**37 967**

(1) L'Assemblée Générale du 30 avril 2024 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,43 euro par action au titre de l'exercice 2023. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,143 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2023, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital. Le Groupe a réglé en numéraire le 6 mai 2024, pour un montant de 3 469 millions d'euros, le dividende de 1,43 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 34 millions d'euros au titre de prime de fidélité.

(2) ENGIE SA a procédé en juin 2024 au remboursement de titres super-subordonnés à durée indéterminée (TSSDI) pour un montant total de 1 190 millions d'euros (un rachat de l'encours de 338 millions d'euros de TSSDI émis en 2014 et un rachat anticipé partiel de deux autres tranches pour un montant de 852 millions d'euros). Dans le même temps ENGIE SA a procédé, en juin 2024, à deux nouvelles émissions de TSSDI verts pour un montant total de 1 835 millions d'euros.
Conformément aux dispositions d'IAS 32 – Instruments financiers – Présentation, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.
Au 30 juin 2024, le Groupe a versé 33 millions d'euros aux détenteurs de ces titres. L'encours total en valeur nominale, s'élève à 4 038 millions d'euros, contre 3 393 millions d'euros au 31 décembre 2023.

(3) Concerne principalement l'acquisition, finalisée le 20 février 2024, d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 435**	**21 025**	**8 937**	**4 038**	**(200)**	**(1 557)**	**(122)**	**34 556**	**6 902**	**41 458**
Résultat net	-	-	2 923	-	-	-	-	2 923	497	3 419
Autres éléments du résultat global [1]	-	-	160	-	(370)	(1 783)	-	(1 993)	(403)	(2 395)
RÉSULTAT GLOBAL	**-**	**-**	**3 082**	**-**	**(370)**	**(1 783)**	**-**	**930**	**94**	**1 024**
Rémunération sur base d'actions	-	-	78	-	-	-	-	78	-	78
Dividendes distribués en numéraire [2]	-	-	(3 634)	-	-	-	-	(3 634)	(506)	(4 140)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(52)	-	-	-	(4)	(55)	-	(55)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [3]	-	-	(101)	(648)	-	-	-	(749)	-	(749)
Transactions entre actionnaires [4]	-	-	(205)	-	-	-	-	(205)	904	699
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Autres variations	-	-	3	-	-	-	-	3	2	5
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2025	**2 435**	**21 025**	**8 110**	**3 390**	**(570)**	**(3 340)**	**(126)**	**30 924**	**7 397**	**38 322**

(1) Les écarts de conversion de la période portent principalement sur le dollar américain.

(2) L'Assemblée Générale du 24 avril 2025 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,48 euro par action au titre de l'exercice 2024. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,148 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2024, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital. Le Groupe a réglé en numéraire le 29 avril 2025, pour un montant de 3 597 millions d'euros, le dividende de 1,48 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 38 millions d'euros au titre de prime de fidélité.

(3) ENGIE SA a procédé le 28 février 2025 au remboursement à la date de première option du solde de la dette hybride (PERP NC 02/2025, coupon 3,25%, code ISIN : FR0013398229) pour un montant de 454,5 millions d'euros.

Le 6 juin 2025, ENGIE SA a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement du solde de la dette hybride (PERP NC 07/2025, coupon 1,625%, code ISIN : FR0013431244) pour un montant de 193 millions d'euros (soit un montant total de 196 millions d'euros y compris coupon couru). La notification déclenche le reclassement de l'instrument de capitaux propres en dette. Celle-ci a été remboursée le 8 juillet 2025.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – Instruments financiers – Présentation, et compte tenu de leurs caractéristiques, les dettes hybrides sont comptabilisées en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

Au 30 juin 2025, le Groupe a versé 108 millions d'euros aux détenteurs de ces titres, net de 7 millions d'euros reçus au titre d'indemnités de remboursement anticipé. L'encours total en valeur nominale, s'élève à 3 390 millions d'euros, contre 4 038 millions d'euros au 31 décembre 2024.

(4) ENGIE North America a finalisé, en mars 2025, la cession avec le fonds Ares Management Infrastructure Opportunities (Ares) d'un pourcentage minoritaire de 49% dans un portefeuille d'actifs de stockage et d'énergies renouvelables de 0,9 GW aux États-Unis (Aspen). Cette transaction s'est traduite par une diminution de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 0,4 milliard d'euros.

ENGIE North America a finalisé, en mai 2025, avec le fonds CBRE Investment Management (CBRE IM), la cession d'un pourcentage minoritaire de 49,5% dans un portefeuille d'actifs de stockage en batterie d'une capacité de 2,4 GW au Texas et en Californie (Vulcan & Cascade). Cette transaction s'est traduite par une diminution de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 0,3 milliard d'euros (une seconde tranche, pour des actifs encore à céder, doit être versée par ARES lors du deuxième semestre 2025).

Ces deux transactions, qui impliquent une cession sans perte de contrôle, sont comptabilisées comme des transactions entre actionnaires, sans impact sur le compte de résultat.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	Notes	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	6	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 [1]		**(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	2 & 7	(221)	(761)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	2 & 7	(182)	(2)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	7	(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	2 & 7	102	7
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	2 & 7	441	419
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	7	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 [1]		8 964	(3 387)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**5 093**	**(5 418)**
Dividendes payés [2]		(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 [3]		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 A L'OUVERTURE		**16 928**	**16 578**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		**14 996**	**17 374**

(1) Les mouvements sur ces deux postes comprennent les effets de monétisation d'une partie des actifs de couverture des provisions nucléaires («Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres») afin de régler le paiement de la première tranche du passif nucléaire («Variation du besoin en fonds de roulement») (voir Note 9).

(2) Outre le paiement du dividende décidé en avril par l'Assemblée Générale d'ENGIE SA (voir «État des variations des capitaux propres»), la ligne «Dividendes payés» comprend également les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 106 millions d'euros au 30 juin 2025 (33 millions d'euros au 30 juin 2024).

(3) ENGIE North America a finalisé, en mars 2025, avec le fonds Ares Management Infrastructure Opportunities (Ares), la cession d'un pourcentage minoritaire de 49% dans un portefeuille d'actifs de stockage et d'énergies renouvelables de 0,9 GW aux États-Unis (Aspen). Cette transaction s'est traduite par une diminution de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 0,4 milliard d'euros. En mai 2025, ENGIE North America a finalisé, avec le fonds CBRE Investment Management (CBRE IM), la cession d'un pourcentage minoritaire de 49,5% dans un portefeuille d'actifs de stockage en batterie d'une capacité de 2,4 GW au Texas et en Californie (Vulcan & Cascade). Cette transaction s'est traduite par une diminution de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 0,3 milliard d'euros.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

03 NOTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

Note 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES 27
Note 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE ET AUTRES FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE . 30
Note 3 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE 34
Note 4 INFORMATION SECTORIELLE 37
Note 5 VENTES 42
Note 6 RÉSULTAT FINANCIER 44
Note 7 INSTRUMENTS FINANCIERS 45
Note 8 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS 48
Note 9 PROVISIONS 51
Note 10 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES 53
Note 11 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES 54
Note 12 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 57

INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE ENGIE

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code de Commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans. Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 31 juillet 2025, les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe au 30 juin 2025 ont été présentés au Conseil d'Administration qui a autorisé leur publication.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement européen du 19 juillet 2002 sur les normes comptables internationales (IFRS), les états financiers consolidés annuels du Groupe sont établis conformément aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne [(1)]. Les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe, établis pour la période de six mois close au 30 juin 2025, ont été préparés selon les dispositions de la norme IAS 34 – *Information financière intermédiaire* qui permet de présenter une sélection de notes annexes. Les états financiers consolidés condensés intermédiaires n'incluent dès lors pas toutes les notes et informations requises par les IFRS pour les états financiers consolidés annuels et doivent donc être lus conjointement avec les états financiers consolidés de l'exercice 2024, sous réserve des particularités propres à l'établissement des états financiers consolidés condensés intermédiaires décrites ci-après (*voir Note 1.3*).

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers consolidés condensés intermédiaires sont identiques à ceux retenus pour l'exercice clos au 31 décembre 2024 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-après.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2025

- Amendements IAS 21 – Effet des variations des cours des monnaies étrangères : absence de convertibilité.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2025 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers et IFRS 7 – Instruments financiers : Informations à fournir* – Modifications touchant le classement et l'évaluation des instruments financiers.

- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers et IFRS 7 – Instruments financiers : Informations à fournir* – Contrats faisant référence à l'électricité produite à partir de sources naturelles.
- Améliorations annuelles des normes IFRS de comptabilité – Volume 11.

(1) Référentiel disponible sur le site internet de la Commission européenne :
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32002R1606&from=EN

- IFRS 18 – *Présentation et informations des états financiers* (1).
- IFRS 19 – *Filiales sans responsabilité publique* : informations à fournir (1).

Les analyses des incidences de l'application de ces amendements, améliorations et normes sont en cours.

1.2 Utilisation d'estimations et du jugement

1.2.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la volatilité des marchés des matières premières et de l'instabilité politique, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité des marchés ont aussi été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers au 30 juin 2025 portent principalement sur :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des goodwill, des immobilisations corporelles et incorporelles (voir Note 2 «Principales variations de périmètre et autres faits marquants de la période») ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs (voir Notes 7 «Instruments financiers» et 8 «Risques liés aux instruments financiers») ;
- l'évaluation des provisions et en particulier des provisions pour démantèlement , des provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (voir Note 9 «Provisions») ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» dans un contexte de variation des prix des matières premières (voir Note 5 «Ventes») ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte, le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable.

(1) Ces textes n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

1.2.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas de manière précise, des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes ;
- la comptabilisation, dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients ;
- la détermination des «activités normales», au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 – Instruments financiers : présentation (voir Note 7 «Instruments financiers») ;

1.3 Particularités propres à l'établissement des états financiers intermédiaires

1.3.1 Saisonnalité des activités

Les activités du Groupe sont, par nature, des activités saisonnières mais les variations climatiques ont des effets plus importants que la saisonnalité sur les différents indicateurs d'activité et de résultat opérationnel. En conséquence, les résultats intermédiaires au 30 juin 2025 ne sont pas nécessairement indicatifs de ceux pouvant être attendus pour l'ensemble de l'exercice 2025.

1.3.2 Impôt sur les bénéfices

Dans le cadre des arrêtés intermédiaires, la charge d'impôt (courante et différée) est calculée pour chaque entité fiscale en appliquant au résultat taxable de la période, hors élément exceptionnel significatif, le taux effectif moyen annuel estimé pour l'année en cours. Les éventuels éléments exceptionnels significatifs de la période sont comptabilisés avec leur charge d'impôt réelle.

1.3.3 Retraites

Le coût des retraites pour une période intermédiaire est calculé sur la base des évaluations actuarielles réalisées à la fin de l'exercice précédent. Ces évaluations sont le cas échéant ajustées pour tenir compte des réductions, liquidations ou autres événements non récurrents importants survenus lors du semestre. Par ailleurs, les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière au titre des régimes à prestations définies sont le cas échéant ajustés afin de tenir compte des évolutions significatives ayant affecté le rendement des obligations émises par des entreprises de premier rang de la zone concernée (référence utilisée pour la détermination des taux d'actualisation), ainsi que la valeur et le rendement réel des actifs de couverture.

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE ET AUTRES FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE

2.1 Principales variations de périmètre

2.1.1 Cessions réalisées au cours du premier semestre

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO ou DBOO [(1)], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession net de frais	Réduction de l'endettement financier net
Cession partielle de la participation mise en équivalence du Groupe dans SAFIEC SA («Safi») - Maroc	30	30
Cession de centrales thermiques au gaz de Uch - Pakistan	90	11
Cession de la participation résiduelle dans Gaztransport & Technigaz (GTT)	280	280
Cession de la participation dans ENGIE Services US - États-Unis	101	73
Autres opérations de cession individuellement non significatives	122	35
TOTAL	**623**	**429**

Le Groupe a finalisé au cours du premier semestre 2025, la cession d'actifs précédemment classés en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» au 31 décembre 2024 :

- **Safi (centrale thermique au charbon, Maroc)** – cession, le 21 janvier 2025, d'une partie (15,66%) de la participation mise en équivalence du Groupe dans SAFIEC SA («Safi»), exploitant la centrale électrique au charbon de Safi au Maroc. La transaction s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 30 millions d'euros, sans impact significatif sur le compte de résultat. Compte tenu des changements de gouvernance intervenus en 2025, la participation résiduelle du groupe dans Safi (17,67%) est comptabilisée comme un instrument de capitaux propres conformément à la norme IFRS 9.
- **Uch (centrales thermiques au gaz, Pakistan)** – cession complète, le 15 avril 2025, de deux filiales, Uch Power Limited et Uch-II Power Limited qui possèdent et exploitent des centrales électriques au gaz au Pakistan. Le prix de cession est de 0,1 milliard d'euros, sans impact significatif sur l'endettement financier net du Groupe ou son compte de résultat.
- **Gaztransport & Technigaz (GTT)** – finalisation de la cession, le 30 mai 2025, de la participation résiduelle d'ENGIE dans GTT. Cette transaction s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et la comptabilisation d'un produit de cession de 0,15 milliard d'euros.
- **ENGIE Services US (ESUS)** – cession, le 12 juin 2025, de la participation du Groupe dans ESUS (société fournissant des solutions énergétiques aux États-Unis). Cette transaction, dont le prix de cession s'est élevé à 0,1 milliard d'euros, s'est traduite par la comptabilisation d'un produit de cession d'environ 40 millions d'euros.

Le Groupe a également procédé à deux cessions aux États-Unis, sans perte de contrôle. Ces deux transactions ont mené à une amélioration de l'endettement financier net de 0,7 milliard d'euros (voir «État des variations des capitaux propres»).

(1) Develop, Build, Share and Operate (DBSO, cession avec perte de contrôle) et Develop, Build, Own and Operate (DBOO, cession sans perte de contrôle), modèles utilisés dans la GBU Renouvelables & Flex Power, reposant sur la rotation continue des capitaux employés.

2.1.2 Actifs classés comme détenus en vue de la vente

Au 30 juin 2025, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élève à 264 millions d'euros et concerne la participation mise en équivalence du Groupe (46%) dans E&E Algeria Touat BV (société détentrice d'une part de 65% dans le groupement TouatGaz, en partenariat avec Sonatrach, exploitant le gisement gazier de Touat en Algérie).

2.1.3 Acquisitions réalisées au cours du premier semestre

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours du premier semestre 2025 (y compris investissements financiers dans les sociétés mises en équivalence) a eu une incidence de 0,6 milliard d'euros sur l'endettement financier net. Parmi celles-ci, la plus significative consiste en l'acquisition, le 19 mars 2025, d'un portefeuille de 157 MW d'énergies renouvelables au Royaume-Uni, comprenant 3 parcs éoliens terrestres et 4 parcs solaires photovoltaïques. La transaction s'est traduite par une augmentation de l'endettement financier net de 0,2 milliard d'euros.

2.2 Autres faits marquants de la période

2.2.1 *Goodwill* et réorganisation d'ENGIE

Le 16 janvier 2025, le Groupe a annoncé l'ajustement du périmètre de ses *Global Business Units* (GBU). À compter du 1er février 2025, le Groupe est organisé autour de 4 *Global Business Units* : Renouvelable & *Flex Power*, *Networks*, *Local Energy Infrastructures* et *Supply & Energy Management.*

Dans le contexte de cette réorganisation, le Groupe a modifié son information sectorielle au sens d'IFRS 8 – Secteurs opérationnels et a procédé en conséquence à une réallocation des goodwill des anciens vers les nouveaux secteurs opérationnels conformément à IAS 36 – *Dépréciations d'actifs*.

Parmi les 6 secteurs opérationnels et l'ensemble Autres comprenant GEMS dans la précédente organisation :

- les *goodwill* de Renouvelables et *Retail* qui s'élevaient à respectivement 2 289 millions d'euros et 1 843 millions d'euros au 1er janvier 2025 ont été alloués directement aux nouveaux secteurs opérationnels ;
- Nucléaire conserve son *goodwill* dans l'ensemble Autres (797 millions d'euros au 1er janvier 2025);
- les *goodwill* de *FlexGen*, Infrastructures*, Energy Solutions* et de l'entité opérationnelle GEMS qui s'élevaient respectivement à 1 483 millions d'euros, 5 277 millions d'euros, 1 091 millions d'euros et 334 millions d'euros ont fait l'objet d'une répartition sur les nouveaux secteurs opérationnels.

La réallocation des *goodwill* au niveau des secteurs au 1er janvier 2025 se présente comme suit :

En millions d'euros		Infrastructures	Renouvelables	*Retail*	*Flex Gen*	*Energy Solutions*	Nucléaire	Autres	Goodwill au 1er janvier 2025
Renouvelables & Flex Power	Renouvelables & Batteries		2 289		1 031				**3 320**
	Gas Generation Europe				72				**72**
	Gas Generation International				380				**380**
Networks	*Gas Infrastructure*	5 164							**5 164**
	Power Infrastructure	113							**113**
Local Energy Infrastructures						1 008		12	**1 021**
Supply et Energy Management	*Energy Management*							-	**-**
	One BtoB							322	**322**
	One BtoC			1 843					**1 843**
Autres	Nucléaire						797		**797**
	Local Energy Infrastructures RoW					83			**83**
	Autres							178	**178**
Goodwill au 1er janvier 2025		**5 277**	**2 289**	**1 843**	**1 483**	**1 091**	**797**	**512**	**13 291**

Enfin, le Groupe a procédé aux regroupements des secteurs opérationnels suivants au sein d'un même secteur reportable, conformément à IFRS 8 – Secteur Opérationnels:

- regroupement de *Gas Generation Europe* et *Gas Generation International* ;
- regroupement de *Gas infrastructure et Power infrastructure*.

2.2.2 Incidence de la réforme fiscale américaine «*One Big Beautiful Bill Act*»

Une réforme fiscale américaine (*One Big Beautiful Bill Act*), prévoyant la fin programmée des subventions aux énergies renouvelables (mécanismes *IRA Investment Tax Credits et Production Tax Credits*), a été promulguée par le président Trump le 4 juillet 2025. Cette réforme a subi des changements importants par rapport au projet de loi proposé précédemment par la Chambre et le Sénat.

La loi définit les conditions pour que les actifs éoliens/solaires et de stockage puissent bénéficier de crédits d'impôts en fonction de plusieurs critères :

- les dates de «début de la construction» et de «mise en service», et
- le projet ne reçoit pas d'«aide matérielle» de la part d'«entités étrangères préoccupantes» («*Foreign Entities of Concerns*» ou FEOC, y compris l'approvisionnement en provenance de Chine).

Ces conditions conduisent à une application plus restrictive des incitations fiscales que celles applicables avant la loi, en particulier pour les projets solaires et éoliens, et peuvent donc avoir un impact sur les investissements du Groupe aux États-Unis. Le 7 juillet 2025, un décret du président Trump a demandé au Trésor américain de publier de nouvelles directives révisées dans les 45 jours pour clarifier l'application des règles de «*safe harbor*» (notamment le critère de qualification «début de la construction»).

ENGIE a environ 2,0 milliards d'euros de coûts capitalisés liés à des projets américains en cours de construction qui, à date, sur la base des critères ci-dessus, ne sont pas affectés étant donné que la construction a déjà commencé et que les équipements nécessaires ont été sécurisés. Par ailleurs, le Groupe a également des actifs incorporels (coûts de développement capitalisés, et *pipeline* de projets en cours de développement reconnus dans le cadre de regroupements d'entreprises) pour un montant d'environ 0,6 milliard d'euros répartis entre différentes technologies (projets éoliens terrestres, solaires et de stockage) et ce, à différents stades de développement et de mise en service planifiée.

Pour réaliser une analyse de *safe harbor* et économique complète de ces actifs incorporels, de nombreuses incertitudes subsistent à ce jour : les dispositions d'application de la loi sont toujours en suspens, l'impact des règles du FEOC doit encore être analysé, les récentes annonces concernant le commerce international et les droits de douane ajoutent à l'incertitude, et l'évolution des fondamentaux de marché des énergies renouvelables aux États-Unis reste à suivre, notamment quant aux prix à long terme du marché de l'électricité étant donné la demande d'énergie verte à servir. Le Groupe réévaluera la valeur recouvrable des actifs à la lumière des clarifications obtenues sur ces incertitudes.

Pour rappel, au 31 décembre 2024, ENGIE a comptabilisé une perte de valeur de 133 millions d'euros (part du Groupe) sur ses projets *offshore* américains (via son investissement dans la *joint-venture* Ocean Winds). Ces projets ont été valorisés par le Groupe en tenant compte d'un décalage de quatre ans dans leur développement. Compte tenu de l'hypothèse prise à la fin de l'année 2024, le Groupe considère que le «*One Big Beautiful Bill Act*» n'affecte pas davantage leur valeur recouvrable.

2.2.3 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles

Les autres éléments du résultat des activités opérationnelles s'élèvent à 54 millions d'euros au 30 juin 2025.

Les effets de périmètre s'élèvent à 190 millions d'euros au 30 juin 2025, portés essentiellement par le gain sur la cession de la participation résiduelle d'ENGIE dans GTT (0,15 milliard d'euros) (voir Note 2.1).

Par ailleurs, au-delà des tests de perte de valeur annuels systématiques relatifs aux *goodwill* et aux immobilisations incorporelles non amortissables réalisés au second semestre, le Groupe procède à des tests ponctuels en cas d'indice de perte de valeur portant sur un *goodwill*, une immobilisation corporelle ou incorporelle, une participation dans une entreprise mise en équivalence ou un actif financier. Sur le premier semestre de l'exercice, le Groupe n'a pas relevé d'évènements majeurs à l'exception de celui lié à la réforme fiscale américaine évoquée en 2.2.2.

2.2.4 *Closing* de l'accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires

Le 14 mars 2025, ENGIE et le gouvernement belge ont finalisé 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, au cours du second semestre, lors du redémarrage des réacteurs (voir Note 9 «Provisions»).

Enfin, le Groupe continue à travailler sur la mise en place de la gouvernance opérationnelle de la *joint-venture* (BE-NUC) avec l'État belge (notamment la préparation de la scission partielle des actifs) ainsi que sur l'opérationnalisation des contrats, étape indispensable au bon fonctionnement de l'entité (notamment l'*Energy Management Service Agreement*, la préparation du budget afin de déterminer le bon niveau de *strike price* prévu dans le mécanisme de «*Contract-for-Difference*»).

NOTE 3 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

3.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**5 382**	**4 149**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	209	2 239
Dotations nettes aux amortissements et autres	2 577	2 508
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	84	22
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	8	4
EBITDA	**8 259**	**8 922**
Nucléaire	863	1 121
EBITDA hors Nucléaire	**7 396**	**7 801**

3.2 EBIT

La réconciliation entre l'EBIT et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**5 382**	**4 149**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	209	2 239
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	8	4
EBIT	**5 598**	**6 392**
Nucléaire	503	770
EBIT hors Nucléaire	**5 095**	**5 623**

.

3.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2025	30 juin 2024
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**2 923**	**1 942**
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		497	455
RÉSULTAT NET		**3 419**	**2 397**
Rubriques du passage entre le «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «Résultat des activités opérationnelles»		**(54)**	**(71)**
Pertes de valeur	*2.2*	*28*	*293*
Restructurations	*2.2*	*62*	*155*
Effets de périmètre	*2.2*	*(190)*	*(544)*
Autres éléments non récurrents	*2.2*	*46*	*24*
Autres éléments retraités		**199**	**1 918**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		*209*	*2 239*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*6*	*18*	*6*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*6*	*(63)*	*73*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*6*	*78*	*(39)*
Autres effets impôts retraités		*(50)*	*(365)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*8*	*4*
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		**3 565**	**4 243**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		508	477
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**3 057**	**3 766**

3.4 *Cash flow* des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le *cash flow* des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
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
Nucléaire - dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible	*12 112*	*198*
Intérêts reçus d'actifs financiers	215	237
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	(5)	(16)
Intérêts financiers versés	(663)	(862)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	256	398
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	254	(153)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	*(254)*	*153*
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	**8 441**	**8 930**

3.5 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et investissements de croissance

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
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
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	33	118
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)
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(8 964)	3 387
(+) Autres	13	(3)
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées [1]	(609)	-
Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [2]	(104)	-
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom	8 318	(1 340)
(+) Variation de périmètre - Acquisitions	(28)	308
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**3 338**	**5 199**
(-) Investissements de maintenance	(1 115)	(1 119)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	**2 224**	**4 080**

(1) Develop, Build, Own & Operate (DBOO).
(2) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus.

3.6 Endettement financier net

La réconciliation entre l'endettement financier net et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2025	31 déc. 2024
(+) Emprunts à long terme	7	41 835	42 880
(+) Emprunts à court terme	7	10 366	9 127
(+) Instruments financiers passifs	7	10 488	13 646
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*(9 991)*	*(13 083)*
(-) Autres actifs financiers	7	(11 420)	(19 681)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		*5 226*	*14 022*
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		*1 507*	*1 129*
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		*3 023*	*2 655*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	7	(14 996)	(16 928)
(-) Instruments financiers actifs	7	(10 400)	(13 055)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*10 033*	*12 510*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**35 671**	**33 223**

3.7 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2025	31 déc. 2024
ENDETTEMENT FINANCIER NET	7	**35 671**	**33 223**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et démantèlement des installations nucléaires	9	9 590	24 531
Autres passifs nucléaires	9	3 639	822
Provisions pour démantèlement des installations hors nucléaires	9	1 508	1 569
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites		696	827
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*258*	*239*
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement		(260)	(260)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages		3 639	3 765
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(2 368)*	*(2 460)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés		(852)	(918)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*484*	*513*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créances Electrabel envers EDF		(5 239)	(13 978)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**46 765**	**47 874**

NOTE 4 INFORMATION SECTORIELLE

4.1 Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle

Le 16 janvier 2025, ENGIE a annoncé une réorganisation de ses *Global Business Units* (GBU) afin, de répondre aux attentes d'un marché de l'énergie en constante évolution, avec un besoin croissant de solutions de flexibilité pour garantir la stabilité du système énergétique, à mesure que les énergies renouvelables deviennent une source majeure de production et que la demande des clients pour une énergie décarbonée s'accroit, et de maximiser la valeur de son modèle intégré. Cette nouvelle organisation est entrée en vigueur à compter du 1er février 2025.

Le Comité Exécutif du Groupe, qui constitue le principal décideur opérationnel au sens de la norme IFRS 8 – *Information sectorielle*, pilote la performance opérationnelle et financière et alloue les ressources au sein du Groupe par activité sous-jacente aux GBUs : les «secteurs opérationnels». Ces «secteurs opérationnels» sont regroupés au sein de «secteurs reportables» au sens d'IFRS 8.

Cette évolution conduit à un changement de l'information sectorielle du Groupe. L'articulation entre les anciens et les nouveaux secteurs est la suivante :

				Ancienne organisation						
				GBU et secteurs						
Nouvelle organisation	**GBU**	**Secteurs reportables**	**Secteurs opérationnels**	**Infrastructures**	**Renouvelables**	***Retail***	***Flex Gen***	***Energy Solutions***	**Nucléaire**	**Autres**
	Renouvelables & Flex Power	**Renouvelables & Batteries**	*Renouvelables & Batteries*		X		X			
		Gas Generation	*Gas Generation Europe*				X			
			Gas Generation International				X			
	Networks	***Networks***	*Gas Infrastructure*	X						
			Power Infrastructure	X						
	Local Energy Infrastructures	***Local Energy Infrastructures***						X		X
	Supply et Energy Management	***Energy Management***	*Energy Management*							X
		One BtoB	*One BtoB*							X
		One BtoC	*One BtoC*			X				
	Autres	**Nucléaire**	Nucléaire						X	
		Autres	*Local Energy Infrastructures RoW*					X		
			Autres			X				X

4.2 Secteurs reportables et secteurs opérationnels

4.2.1 Définition des secteurs reportables

ENGIE est organisé autour de :

- quatre *Global Business Units (GBU)* représentant les quatre métiers clés du Groupe : GBU Renouvelables *& Flex Power*, GBU *Networks*, GBU *Local Energy Infrastructures*, et GBU *Supply & Energy Management* ;
- un ensemble Autres comprenant deux entités opérationnelles : Nucléaire *et Local Energy Infrastructures RoW* («*Rest of World*»), Tractebel ainsi que certaines *holdings*.

4.2.2 Description des secteurs reportables

- **Renouvelables & *Flex Power*** comprend deux secteurs reportables Renouvelables & Batteries et *Gas Generation* répartis en trois secteurs opérationnels : Renouvelables & Batteries, *Gas Generation* Europe et *Gas Generation* International.
  Elle regroupe les activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et la géothermie ainsi que les activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité, par pompage ou par batterie). Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité («CCGT» *Combined-Cycle Gas Turbines*).

- ***Networks*** est un secteur reportable comprenant deux secteurs opérationnels : *Gas* Infrastructure et *Power* Infrastructure.
  Il englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène…).

- ***Local Energy Infrastructures*** répond aux critères d'un secteur opérationnel et d'un secteur reportable.
  Principalement en Europe (France, Allemagne, Italie…), elle englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).

- ***Supply et Energy Management*** comprend trois secteurs opérationnels également considérés comme des secteurs reportables : *Energy Management*, *One BtoB et One BtoC*.
  Elle regroupe les activités d'*Energy Management* en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vend également de l'énergie aux entreprises, et propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients. Enfin, elle intègre l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers et les activités de services à destination des clients résidentiels.

- L'ensemble **Autres** regroupe les activités de deux secteurs opérationnels Nucléaire, *Local Energy Infrastructures Rest of World* (principalement en Amérique du Nord et au Brésil), ainsi que les activités de Tractebel, du *Corporate* et des *holdings*. L'entité Nucléaire, considérée comme un secteur reportable, englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) dont quatre actuellement en activité, ainsi que les droits de tirage sur des centrales en France.

4.3 Indicateurs clés par secteur reportable

CHIFFRE D'AFFAIRES

	30 juin 2025			30 juin 2024		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renouvelables & Flex Power	4 920	1 361	6 282	5 007	718	5 725
dont Renouvelables & Batteries	*2 750*	*114*	*2 864*	*2 982*	*106*	*3 088*
dont Gas Generation	*2 171*	*1 247*	*3 419*	*2 025*	*612*	*2 637*
Networks	4 181	522	4 702	3 557	515	4 072
Local Energy Infrastructures	4 541	138	4 679	4 480	137	4 617
Supply & Energy Management	23 121	2 160	25 281	23 243	(1 124)	22 119
dont Energy Management	*3 385*	*1 886*	*5 271*	*2 674*	*(1 318)*	*1 357*
dont One BtoB	*12 876*	*92*	*12 967*	*12 834*	*65*	*12 900*
dont One BtoC	*6 799*	*183*	*6 982*	*7 668*	*128*	*7 796*
Autres	1 303	1 770	3 073	1 238	1 636	2 874
Nucléaire	*154*	*1 742*	*1 896*	*38*	*1 614*	*1 652*
Autres	*1 149*	*28*	*1 177*	*1 200*	*22*	*1 222*
Elimination des transactions internes		*(5 951)*	*(5 951)*		*(1 882)*	*(1 882)*
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**38 066**	**-**	**38 066**	**37 525**	**-**	**37 525**

EBITDA

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
Renouvelables & Flex Power	2 650	2 885
dont Renouvelables & Batteries	*1 801*	*1 880*
dont Gas Generation	*859*	*1 023*
Networks	2 680	2 085
Local Energy Infrastructures	459	508
Supply & Energy Management	1 767	2 500
dont Energy Management	*458*	*914*
dont One BtoB	*952*	*1 170*
dont One BtoC	*370*	*436*
Autres	(159)	(178)
Autres	*(159)*	*(178)*
TOTAL EBITDA hors Nucléaire	**7 396**	**7 801**
Nucléaire	*863*	*1 121*
TOTAL EBITDA	**8 259**	**8 922**

EBIT

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
Renouvelables & Flex Power	1 988	2 295
dont Renouvelables & Batteries	*1 313*	*1 463*
dont Gas Generation	*690*	*856*
Networks	1 722	1 137
Local Energy Infrastructures	236	280
Supply & Energy Management	1 536	2 254
dont Energy Management	*389*	*834*
dont One BtoB	*888*	*1 108*
dont One BtoC	*272*	*331*
Autres	(387)	(343)
Autres	*(387)*	*(343)*
TOTAL EBIT hors Nucléaire	**5 095**	**5 623**
Nucléaire	*503*	*770*
TOTAL EBIT	**5 598**	**6 392**

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN EQUIVALENCE

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
Renouvelables & Flex Power	241	311
dont Renouvelables & Batteries	*81*	*119*
dont Gas Generation	*160*	*192*
Networks	225	186
Local Energy Infrastructures	39	44
Supply & Energy Management	5	6
dont Energy Management	-	-
dont One BtoB	*5*	*6*
dont One BtoC	-	-
Autres	6	33
Nucléaire	*(2)*	-
Autres	*7*	*33*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**516**	**580**

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
Renouvelables & Flex Power	(659)	(588)
dont Renouvelables & Batteries	*(488)*	*(416)*
dont Gas Generation	*(168)*	*(167)*
Networks	(954)	(947)
Local Energy Infrastructures	(221)	(227)
Supply & Energy Management	(234)	(244)
dont Energy Management	*(72)*	*(77)*
dont One BtoB	*(63)*	*(62)*
dont One BtoC	*(97)*	*(105)*
Autres	(509)	(503)
Nucléaire	*(360)*	*(351)*
Autres	*(150)*	*(152)*
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(2 577)**	**(2 508)**

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
Renouvelables & Flex Power	1 470	3 281
dont Renouvelables & Batteries	*1 281*	*3 123*
dont Gas Generation	*185*	*154*
Networks	1 019	1 099
Local Energy Infrastructures	315	352
Supply & Energy Management	229	202
dont Energy Management	*68*	43
dont One BtoB	*54*	55
dont One BtoC	*95*	68
Autres	305	266
Nucléaire	*142*	138
Autres	*163*	*127*
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**3 338**	**5 199**

CAPEX DE CROISSANCE

En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
Renouvelables & Flex Power	1 273	3 124
dont Renouvelables & Batteries	*1 189*	*3 054*
dont Gas Generation	*80*	*66*
Networks	394	512
Local Energy Infrastructures	266	270
Supply & Energy Management	136	112
dont Energy Management	*28*	*6*
dont One BtoB	*35*	*34*
dont One BtoC	*63*	*37*
Autres	156	62
Nucléaire	*82*	*29*
Autres	*74*	*33*
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**2 224**	**4 080**

4.4 Indicateurs clés par zone de commercialisation / d'implantation

Le chiffre d'affaires est ventilé par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires.

	Chiffre d'affaires	
En millions d'euros	30 juin 2025	30 juin 2024
France	15 579	16 895
Belgique	4 045	3 403
Autres Union européenne	8 875	7 804
Autres pays d'Europe	2 649	2 129
Amérique du Nord	2 890	2 765
Asie, Moyen-Orient et Océanie	1 618	2 150
Amérique du Sud	2 250	2 198
Afrique	160	182
TOTAL	**38 066**	**37 525**

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

NOTE 5 VENTES

5.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des* clients (voir Note 7 «Ventes» des états financiers consolidés au 31 décembre 2024).

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne «Autres» et comprend notamment les revenus de *trading*, de locations et de concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles et les effets au titre des mécanismes de bouclier tarifaire.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	30 juin 2025
Renouvelables & Flex Power	103	4 248	143	271	155	**4 920**
dont Renouvelables & Batteries	*-*	*2 483*	*54*	*99*	*114*	***2 750***
dont Gas Generation	*103*	*1 765*	*90*	*172*	*41*	***2 171***
Networks	75	8	3 698	299	100	**4 181**
Local Energy Infrastructures	107	2 130	51	2 218	35	**4 541**
Supply & Energy Management	10 439	11 487	357	158	679	**23 121**
dont Energy management	*2 215*	*553*	*272*	*21*	*324*	***3 385***
dont One BtoB	*4 372*	*8 189*	*44*	*15*	*255*	***12 876***
dont One BtoC	*3 851*	*2 745*	*41*	*79*	*83*	***6 799***
Autres	8	41	5	1 226	22	**1 303**
Nucléaire	*-*	*1*	*2*	*137*	*15*	***154***
Autres	*8*	*40*	*3*	*1 090*	*8*	***1 149***
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**10 732**	**17 914**	**4 255**	**4 173**	**992**	**38 066**

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	30 juin 2024
Renouvelables & Flex Power	45	4 232	193	286	251	**5 007**
dont Renouvelables & Batteries	*-*	*2 676*	*102*	*68*	*136*	***2 982***
dont Gas Generation	*45*	*1 556*	*91*	*217*	*115*	***2 025***
Networks	55	3	3 199	197	104	**3 557**
Local Energy Infrastructures	166	1 895	44	2 339	38	**4 480**
Supply & Energy Management	9 170	12 033	250	162	1 627	**23 243**
dont Energy management	*1 229*	*457*	*98*	*8*	*883*	***2 674***
dont One BtoB	*4 211*	*8 202*	*33*	*8*	*380*	***12 834***
dont One BtoC	*3 730*	*3 375*	*119*	*95*	*349*	***7 668***
Autres	8	39	7	1 167	17	**1 238**
Nucléaire	*-*	*2*	*5*	*21*	*9*	***38***
Autres	*8*	*37*	*2*	*1 146*	*7*	***1 200***
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**9 444**	**18 203**	**3 692**	**4 151**	**2 035**	**37 525**

5.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

5.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	30 juin 2025	31 déc. 2024
Créances commerciales et autres débiteurs	13 218	16 173
Dont IFRS 15	*6 233*	*6 880*
Dont non-IFRS15	*6 984*	*9 292*
Actifs de contrats	7 295	9 232
Produits à recevoir et factures à établir	*6 199*	*6 874*
Gaz et électricité en compteur [(1)]	*1 096*	*2 358*

(1) Net d'acomptes reçus.

Les actifs de contrat incluent notamment des produits à recevoir et factures à établir ainsi que le gaz et l'électricité livrés non relevés et non facturés («gaz et électricité en compteur»).

5.2.2 Passifs de contrats

	30 juin 2025			31 déc. 2024		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	434	3 077	3 511	153	3 818	3 971
Avances et acomptes reçus	*55*	*2 523*	*2 578*	*50*	*2 995*	*3 045*
Produits constatés d'avance	*379*	*554*	*933*	*103*	*822*	*926*

NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	Charges	Produits	30 juin 2025	Charges	Produits	30 juin 2024
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	*(1 006)*	*-*	*(1 006)*	*(1 061)*	*-*	*(1 061)*
Coût des dettes de location	*(82)*	*-*	*(82)*	*(59)*	*-*	*(59)*
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	*(19)*	*-*	*(19)*	*(20)*	*-*	*(20)*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*(18)*	*-*	*(18)*	*(6)*	*-*	*(6)*
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie	*-*	*292*	*292*	*-*	*430*	*430*
Coûts d'emprunts capitalisés	*161*	*-*	*161*	*124*	*-*	*124*
Coût de la dette	**(963)**	**292**	**(671)**	**(1 023)**	**430**	**(593)**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	*(74)*	*-*	*(74)*	*(77)*	*-*	*(77)*
Désactualisation des autres provisions à long terme	*(346)*	*-*	*(346)*	*(459)*	*-*	*(459)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	*65*	*-*	*65*	*(73)*	*-*	*(73)*
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*(82)*	*11*	*(71)*	*-*	*21*	*21*
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	*-*	*64*	*64*	*-*	*134*	*134*
Autres	*(359)*	*386*	*27*	*(194)*	*219*	*25*
Autres produits et charges financiers	**(796)**	**461**	**(336)**	**(802)**	**373**	**(429)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 759)**	**752**	**(1 007)**	**(1 825)**	**803**	**(1 022)**

NOTE 7 INSTRUMENTS FINANCIERS

7.1 Actifs financiers

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

		30 juin 2025			31 déc. 2024		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers		8 833	2 587	11 420	7 722	11 959	19 681
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*1 260*	*-*	*1 260*	*903*	*-*	*903*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*247*	*-*	*247*	*226*	*-*	*226*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*1 514*	*11*	*1 525*	*1 414*	*24*	*1 438*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*1 673*	*920*	*2 593*	*1 468*	*785*	*2 253*
Prêts et créances au coût amorti (1)		*4 140*	*1 656*	*5 796*	*3 711*	*11 150*	*14 861*
Créances commerciales et autres débiteurs (2)	5.2	-	13 170	13 170	-	15 809	15 809
Actifs de contrats	5.2	3	7 292	7 295	3	9 229	9 232
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	14 996	14 996	-	16 928	16 928
Instruments financiers dérivés (2)	7.4	4 518	5 930	10 448	6 689	6 730	13 418
TOTAL		**13 354**	**43 975**	**57 329**	**14 413**	**60 655**	**75 068**

(1) La diminution des prêts et créances au coût amorti comprend principalement les effets de monétisation d'une partie des actifs de couverture des provisions nucléaires («Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres») afin de régler le paiement de la première tranche du passif nucléaire (voir Note 9).

(2) Afin de refléter leur réalité économique de même nature, le MtM sur les contrats sur matières premières est présenté au même endroit que les appels de marge, soit un reclassement de présentation par rapport à l'état de situation financière de «Instruments financiers dérivés» vers «Créances commerciales et autres débiteurs».

7.2 Passifs financiers

Les différents passifs financiers au 30 juin 2025 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		30 juin 2025			31 déc. 2024		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	7.3	41 835	10 366	52 201	42 880	9 127	52 006
Fournisseurs et autres créanciers (1)		-	15 440	15 440	-	19 007	19 007
Passifs de contrats	5.2	434	3 077	3 511	153	3 818	3 971
Instruments financiers dérivés (1)	7.4	5 673	5 054	10 727	7 695	6 096	13 792
Autres passifs financiers		93	-	93	97	-	97
TOTAL		**48 034**	**33 937**	**81 971**	**50 826**	**38 048**	**88 874**

(1) Afin de refléter leur réalité économique de même nature, le MtM sur les contrats sur matières premières est présenté au même endroit que les appels de marge, soit un reclassement de présentation par rapport à l'état de situation financière de «Instruments financiers dérivés» vers «Fournisseurs et autres créanciers».

7.3 Endettement financier net

7.3.1 Endettement financier net par nature

		30 juin 2025			31 déc. 2024		
En millions d'euros		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	31 430	2 929	34 358	33 341	1 409	34 750
	Emprunts bancaires	5 888	792	6 680	6 003	844	6 847
	Titres négociables à court terme	-	4 695	4 695	-	5 001	5 001
	Dettes de location	3 081	444	3 525	3 270	473	3 743
	Autres emprunts	1 436	1 227	2 664	266	1 138	1 404
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	279	279	-	262	262
	TOTAL EMPRUNTS	**41 835**	**10 366**	**52 201**	**42 880**	**9 127**	**52 006**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [1]	**(253)**	**(1 412)**	**(1 665)**	**(319)**	**(1 555)**	**(1 874)**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	**-**	**(14 996)**	**(14 996)**	**-**	**(16 928)**	**(16 928)**
Instruments financiers	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	**193**	**(63)**	**129**	**(41)**	**60**	**19**
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**41 775**	**(6 105)**	**35 671**	**42 520**	**(9 296)**	**33 223**

(1) Comprend notamment les actifs adossés aux financements pour 76 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 1 095 millions d'euros et les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 494 millions d'euros (contre respectivement 66, 1 035 et 772 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 30 juin 2025 à 47 267 millions d'euros, pour une valeur comptable de 48 573 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 6 «Résultat financier».

7.3.2 Description des principaux événements de la période

7.3.2.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours du premier semestre 2025, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de -775 millions d'euros, dont -679 millions d'euros sur le dollar américain et +30 millions d'euros sur le real brésilien.

Les cessions et les acquisitions au cours du premier semestre 2025 (y compris les effets de variations de périmètres) sont détaillées en Note 2 «Principales variations de périmètre et autres faits marquants de la période».

7.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours du premier semestre 2025 :

	Entité	Type	Devise	Coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Montant en cours (en millions de devises)	Montant en cours (en millions d'euros)
Emissions								
	EBE Renewables	obligations	BRL	14,35% IPCA+7,56%	15/01/2025	15/01/2032	2 000	318
	ENGIE SA	obligations vertes	CHF	1,205%	11/4/2025	11/4/2029	100	107
	ENGIE SA	obligations vertes	CHF	1,655%	11/4/2025	11/4/2033	200	214
Remboursements								
	ENGIE SA	obligations	€	1,375%	27/03/2020	27/03/2025	604	604
	ECCL Holding	obligations	$	5,228%	29/01/2025	29/01/2025	138	124

7.4 Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

	30 juin 2025						31 déc. 2024					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	260	107	367	453	44	497	472	73	545	431	133	564
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	2 567	5 740	8 307	3 806	4 950	8 756	4 948	6 577	11 525	5 715	5 887	11 602
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [(1)]	1 691	83	1 774	1 414	60	1 474	1 269	79	1 348	1 549	77	1 626
TOTAL	**4 518**	**5 930**	**10 448**	**5 673**	**5 054**	**10 727**	**6 689**	**6 730**	**13 418**	**7 695**	**6 096**	**13 792**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

Au cours du premier semestre 2025, le Groupe n'a procédé à aucun changement significatif de classification d'instruments financiers et n'a constaté aucun transfert significatif entre différents niveaux de juste valeur.

Le montant net des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières présenté dans l'état de la situation financière est déterminé après la prise en compte des accords de compensation répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Cette compensation génère des effets au bilan 2025 de l'ordre de 3,7 milliards d'euros et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatérisation (appels de marge).

NOTE 8 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque et contrôle interne» du Document d'enregistrement universel 2024.

8.1 Risques de marché

8.1.1 Risques de marché sur matières premières

8.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 30 juin 2025 sont présentées dans le tableau ci-après.

Ces hypothèses ne constituent pas une estimation des prix de marché futurs et ne sont par ailleurs pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure où elles ne comprennent notamment pas les sensibilités sur les éléments couverts sous-jacents (contrats d'achat et de vente de matières premières), non comptabilisés en juste valeur.

Analyse de sensibilité (1)

		30 juin 2025		31 déc. 2024	
En millions d'euros	Variations de prix	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les autres éléments du résultat global avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les autres éléments du résultat global avant impôts
Produits pétroliers	+10 $US/bbl	-	9	-	42
Gaz naturel - Europe	-10 €/MWh	(109)	(1 111)	(284)	(957)
Gaz naturel - Europe	+10 €/MWh	100	1 111	278	957
Gaz naturel - Reste du monde	+3 €/MWh	18	203	28	199
Electricité - Europe	-20 €/MWh	45	(727)	65	(598)
Electricité - Europe	+20 €/MWh	(48)	727	(65)	598
Electricité - Reste du monde	+5 €/MWh	(501)	-	(448)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/tonne	31	15	29	4
EUR/USD	+10%	21	103	75	(183)
EUR/GBP	+10%	5	-	(1)	-

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de portfolio management.

8.1.1.2 Activités de *trading*

Les entités réalisant les activités de trading du Groupe interviennent sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tel que les *futures*, les *forwards*, les *swaps* ou les *options*. Les expositions des activités de trading sur les marchés de l'énergie sont strictement encadrées par un suivi quotidien du respect de la limite de *Value at Risk* (VaR).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (*VaR*) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	30 juin 2025	2025 moyenne (1)	Maximum 2025 (2)	Minimum 2025 (2)	2024 moyenne (1)
Activités de trading	15	12	19	7	13

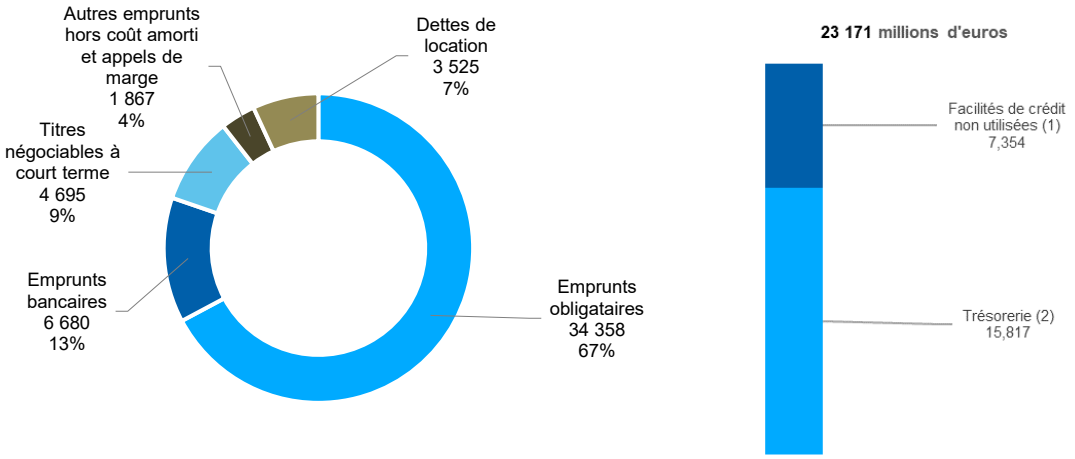
(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2025.

8.2 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché, qui sont un moyen d'atténuer, par le biais de sûretés, le risque de contrepartie sur les instruments de couverture.

Les différentes actions menées par le Groupe lui permettent de garantir un niveau de liquidité élevé et renforcé, et n'ont pas connu de changement significatif depuis le 31 décembre 2024.

Diversification des sources de financement et liquidité
En millions d'euros



(1) Net des titres négociables à court terme.
(2) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie pour 14 996 millions d'euros, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net pour 1 095 millions d'euros, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie pour 274 millions d'euros.

8.2.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 30 juin 2025	Total au 31 déc. 2024
Emprunts obligataires	849	2 829	3 042	3 217	3 421	21 001	**34 358**	32 222
Emprunts bancaires	394	504	624	257	295	4 607	**6 680**	6 847
Titres négociables à court terme	4 695	-					**4 695**	5 001
Dettes de location	296	544	437	374	363	2 779	**3 525**	3 743
Autres emprunts hors coût amorti et appels de	87	16	50	221	187	1 306	**1 867**	562
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	279	-					**279**	262

NOTE 9 PROVISIONS

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle nucléaire et Démantèlement des installations nucléaires	Démantèlement des installations Hors nucléaires	Autres risques	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**4 979**	**24 531**	**1 569**	**2 541**	**33 621**
Dotations	137	74	-	141	352
Reprises pour utilisation	(214)	(250)	(34)	(295)	(793)
Reprises pour excédent	-	-	-	87	87
Variation de périmètre	(19)	-	5	(42)	(57)
Effet de la désactualisation	78	219	30	10	337
Écarts de change	(6)	-	(76)	(23)	(105)
Autres	(158)	(14 984)	15	(12)	(15 139)
AU 30 JUIN 2025	**4 797**	**9 590**	**1 508**	**2 408**	**18 303**
Non courant	4 724	9 204	1 452	410	**15 791**
Courant	73	386	56	1 998	**2 512**

9.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Les taux d'actualisation ont augmenté d'environ 25 points de base sur l'ensemble des zones géographiques, réduisant ainsi le montant des engagements d'environ 0,2 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2024.

9.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

9.2.1 *Closing* de l'Accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires

Le 14 mars 2025, ENGIE et le gouvernement belge ont finalisé 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 fait suite à l'approbation de l'accord par la Commission européenne le 21 février 2025.

Conformément aux accords, cette opération s'est traduite par le versement à l'État belge de la première partie du montant forfaitaire (12,2 milliards d'euros, incluant la quote-part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales) correspondant aux déchets de catégorie B et C (déchets hautement radioactifs, destinés au stockage géologique. Ce paiement a été partiellement réglé grâce à la monétisation d'une partie des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires (9,5 milliards d'euros).

Le solde du montant forfaitaire (3,5 milliards d'euros$_{2022}$, incluant la quote-part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales), relatif aux déchets de catégorie A (déchets faiblement radioactifs, destinés au stockage en surface), est désormais comptabilisé en «Autres passifs courants» (et non plus en provision). Il sera payé au redémarrage des unités prolongées, d'ici la fin de l'année 2025.

Pour rappel, à l'issue de cet accord, le Groupe conservera essentiellement la responsabilité de l'entreposage sur site des déchets de combustible usé jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'à 2050 ainsi que du conditionnement de l'ensemble des déchets selon l'accord contractuel ; il reste également responsable, au terme de leur durée d'exploitation, des travaux de mises à l'arrêt définitif des réacteurs, de leur démantèlement et de l'assainissement du site.

9.2.2 Processus de révision triennale des provision nucléaires par la CPN (Commission des Provisions Nucléaires)

Le processus de constitution et de gestion de l'ensemble des provisions nucléaires restantes, relevant de la responsabilité du Groupe, continue, conformément à la loi du 12 juillet 2022, de faire l'objet d'une revue, tous les trois ans, de la part de la CPN (Commission des Provisions Nucléaires).

La CPN procèdera au cours du second semestre 2025 à la révision triennale des provisions nucléaires sur la base du dossier qui lui sera transmis, en août 2025, par Synatom, filiale du Groupe.

Dans l'attente de la finalisation du dossier technique et financier par Synatom et de sa transmission pour validation par la CPN, le Groupe considère que les informations disponibles ne permettent pas d'anticiper, à date et de manière pertinente et en amont du processus de validation de la CPN, les effets qu'elles emporteraient sur le montant des provisions nucléaires.

Par conséquent, ces provisions restent évaluées, au 30 juin 2025, sur la base des hypothèses décrites dans la Note 17.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire» des états financiers consolidés au 31 décembre 2024. Les sensibilités correspondantes restent également inchangées.

9.2.3 Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires

Les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires sont présentés dans la Note 17.2.4 des états financiers consolidés au 31 décembre 2024. Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie ont évolué comme suit sur le premier semestre 2025 :

En millions d'euros	30 juin 2025	31 déc. 2024
Trésorerie en attente de placement et OPCVM monétaires (1)	**512**	**9 624**
Total des prêts et créances au cout amorti	**512**	**9 624**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	980	640
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	**980**	**640**
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 525	1 438
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 489	1 195
Instruments de dette à la juste valeur	**3 014**	**2 632**
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**3 994**	**3 273**
Instruments financiers dérivés	**43**	**(25)**
TOTAL (2)	**4 549**	**12 871**

(1) La variation de la période est liée à la monétisation d'une partie des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires (9,5 milliards d'euros).

(2) N'inclut pas les stocks d'uranium qui s'élèvent à 254 millions d'euros au 30 juin 2025, contre 301 millions d'euros au 31 décembre 2024.

NOTE 10 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées décrites dans la Note 20 des états financiers consolidés au 31 décembre 2024 n'ont pas connu d'évolution significative au premier semestre 2025.

NOTE 11 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les contentieux et enquêtes sont détaillés dans la Note 23 des états financiers consolidés au 31 décembre 2024. Ceux qui ont connu une évolution au cours du premier semestre 2025 sont présentés ci-après.

11.1 Renouvelables *& Flexible Power*

11.1.1 EPC Flémalle

En novembre 2021, Electrabel SA a conclu un contrat EPC (Engineering, Procurement, Construction) avec SEPCO III pour la construction d'une centrale à gaz à Flémalle (Belgique) dans le cadre du CRM (*Capacity Rémunération Mechanism*).

En août 2022, Electrabel SA a résilié le contrat EPC avec SEPCO III pour non-exécution de ses obligations contractuelles et a engagé en novembre 2022 une procédure d'arbitrage pour obtenir la réparation de son dommage.

SEPCO III a introduit une demande reconventionnelle contre Electrabel pour obtenir des dommages et intérêts couvrant le prétendu préjudice qui aurait résulté de la résiliation du contrat. La procédure est en cours et les dates d'audience sont fixées à décembre 2025.

11.1.2 Chili – TotalEnergies

Le 3 janvier 2023, ENGIE ENERGÍA CHILE SA a engagé une procédure d'arbitrage international contre TotalEnergies Gas & Power Limited («TotalEnergies») pour violation de ses obligations contractuelles dans le cadre d'un contrat de fourniture de GNL conclu en août 2011. Le 13 juin 2025, le tribunal arbitral a rendu sa sentence décidant que TotalEnergies avait manqué à ses obligations contractuelles et devait payer des dommages et intérêts (environ 100 millions de dollars américains plus les intérêts) à ENGIE Energia Chile S.A. Les voies de recours possibles et les motifs juridiques pouvant être invoqués pour contester la sentence étant très limités, les dommages et intérêts ont été comptabilisés en résultat au 30 juin 2025.

11.1.3 Chili – ENGIE Austral

Les autorités fiscales chiliennes contestent le prix auquel ENGIE Austral (ENAU) a vendu ses parts dans Eolica Monte Redondo (EMR) à ENGIE Energía Chile (EECL) en 2020 alléguant que le prix auquel ENAU a vendu EMR à EECL serait nettement inférieur au prix du marché à environ 52 millions de dollars américains (intérêts et amendes inclus). En avril 2025, l'ENAU a déposé un recours judiciaire devant le tribunal contre l'avis d'imposition.

11.1.4 Saudi Arabia – Jubail 3B RO plant

Le 9 janvier 2025, après l'achèvement de la construction de l'usine de dessalement Jubail 3B en Arabie Saoudite, le consortium EPC Contractor formé par Acciona et SEPCO 3 a émis un avis de litige relatif à certaines questions liées à la construction.

Le 24 janvier 2025, ENGIE a répondu à la notification de litige de l'EPC et a émis une demande reconventionnelle basée sur certains points litigieux (y compris les retards dans la construction et les coûts encourus par ENGIE pour prendre certaines mesures de remédiation, et les dommages-intérêts liquidés en raison de l'indisponibilité de l'usine).

Les négociations à l'amiable visant à régler les différends en cours n'ont pas abouti. Par conséquent, le 2 avril 2025, Acciona a déposé une demande d'arbitrage auprès du Saudi Center for Commercial Arbitration («SCCA»). Le 6 avril 2025,

le SCCA a initié l'arbitrage et le 6 mai 2025, ENGIE a soumis sa réponse à la notification d'arbitrage de l'EPC. La première audience sera fixée par le tribunal arbitral.

11.2 Local Energy Infrastructure

11.2.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (procédure portant sur une affaire d'attribution de marchés), quinze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même avaient été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est clôturée depuis le 19 juillet 2021 ; Cofely España et huit (anciens) collaborateurs ont été renvoyés devant le tribunal correctionnel. Cofely España a fait appel de cette décision le 30 septembre 2021. Le 9 mars 2022, cet appel a été rejeté et la décision de renvoi confirmée. Les audiences ont débuté le 7 avril 2025.

11.3 Autres

11.3.1 Prolongation de l'exploitation des unités nucléaires 2015-2025 en Belgique

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. La Cour constitutionnelle, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, a considéré que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 (loi de prolongation Doel 1 et 2) a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. Dans son arrêt du 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la loi de prolongation Doel 1 et 2 tout en maintenant ses effets jusqu'à l'adoption par le législateur d'une nouvelle loi précédée de l'évaluation préalable requise et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022.

L'évaluation environnementale et la consultation du public et transfrontalière ont été réalisées par l'État belge en 2021. Le projet de loi reprenant la conclusion de cette évaluation et de la consultation a été voté par le Parlement fédéral belge le 11 octobre 2022 et la loi a été publiée le 3 novembre 2022.

Le recours devant le Conseil d'État à l'encontre des décisions administratives ayant permis l'extension de la durée de vie des unités de Doel 1 et Doel 2 était, par ailleurs, toujours pendant au 31 décembre 2024. L'auditeur a remis son rapport le 21 janvier 2025 concluant à l'irrecevabilité du recours. Le Tribunal a pris acte du retrait des parties le 13 mai 2025. L'affaire est close.

11.3.2 Recours à l'encontre de la décision du régulateur de l'énergie belge mettant en œuvre la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Un recours a été introduit par Electrabel auprès de la Cour des Marchés le 29 mars 2023 à l'encontre de la décision du régulateur de l'énergie belge (la CREG) mettant en œuvre la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité pour les revenus 2022. Un second recours en annulation a été introduit par Electrabel devant la même Cour à l'encontre de la décision du même régulateur pour les revenus 2023.

Electrabel conteste la validité de ce plafonnement des recettes en ce qu'il est contraire au Règlement européen qui l'institue, notamment parce qu'il détermine les revenus issus du marché de façon fictive au moyen de présomptions et non sur la base des recettes réellement perçues tel que cela est prévu par le Règlement, et qu'il est mis en œuvre de manière rétroactive à partir du 1er août 2022 en dehors de la période visée par le Règlement. La Cour des Marchés a rendu son arrêt dans la première affaire le 18 octobre 2023 estimant que le recours était recevable prima facie fondé et a posé trois

questions préjudicielles à la Cour de Justice de l'Union européenne. Un pourvoi en cassation a été introduit le 10 janvier 2025 par la CREG contre cet arrêt. La deuxième affaire a été plaidée le 10 janvier 2024 et l'arrêt rendu le 31 janvier suspend le prononcé jusqu'à l'arrêt de la Cour de Justice l'Union européenne de la première affaire. L'avocat général a rendu ses conclusions le 27 février 2025, concluant que le règlement ne s'oppose pas à l'utilisation de présomptions si elles remplissent les conditions prévues par le règlement, et ne s'oppose pas à ce que l'État belge taxe sur la base de son droit national pour une période antérieure au règlement.

Un recours en annulation a été introduit devant la Cour Constitutionnelle en juin 2023. Après avoir joint les demandes d'annulation de différentes parties, elle a rendu un arrêt le 20 juin 2024 en posant 15 questions préjudicielles à la Cour de Justice de l'Union Européenne. Outre les recours précités, une demande de restitution a été introduite pour les taxes 2022 et 2023 ainsi qu'un recours en annulation de celles-ci devant le Tribunal de première instance.

11.3.3 Recours en annulation devant la Cour constitutionnelle belge contre la loi Phoenix

Cinq universités flamandes et cinq universités francophones ont chacune introduit un recours devant la Cour constitutionnelle en vue d'obtenir l'annulation de certains articles de la loi relative à la sécurité énergétique et à la réforme de l'énergie nucléaire, dite loi Phoenix. Ces recours concernent les articles de la loi relatifs (i) aux montants forfaitaires à payer, notamment par Electrabel, pour obtenir le transfert de la responsabilité financière à l'établissement public Hedera pour la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé des centrales nucléaires de Doel et de Tihange (ii) aux conditions du transfert opérationnel de ces déchets et combustibles usés entre Electrabel et l'Agence nationale des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies, et (iii) les protections dont bénéficient Electrabel, ENGIE (et Luminus) dans certains cas énumérés aux articles 39 à 41 de la loi Phoenix, qui causent des pertes directes à l'une de ces parties. Les parties requérantes soutiennent principalement que les articles dont l'annulation est demandée créent une discrimination et une violation du principe d'égalité protégé notamment par la Constitution, ainsi qu'une violation du principe du pollueur-payeur consacré par le traité EURATOM et la directive 2011/70/Euratom du Conseil établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. Electrabel a introduit, le 17 février 2025, une demande d'intervention pour défendre ses intérêts.

11.3.4 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal en impôt sur les sociétés de la cession Dailly sans recours de la créance litigieuse de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour Administrative d'Appel de Versailles qui a invalidé le jugement du Tribunal en 2021. Le 14 avril 2023, le Conseil d'État a annulé l'arrêt de la Cour au motif que la créance cédée devait être qualifiée de remboursement anticipé d'impôt non déductible, indépendamment du fait que l'état n'ait pas autorisé son remboursement par l'établissement bancaire cessionnaire de la créance, et que le remboursement n'ait été que partiel. Le Conseil d'État a renvoyé l'affaire à la Cour Administrative d'Appel de Versailles pour trancher en fonction d'un mode opératoire qui revient à faire dépendre le traitement fiscal de la cession de créance litigieuse de 2005 de l'issue du contentieux précompte proprement dit.

Le 3 avril 2025, la Cour d'appel a statué en faveur d'ENGIE SA. La décision est devenue définitive.

NOTE 12 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

À l'exception de la réforme fiscale américaine «*One Big Beautiful Bill Act*» (voir Note 2.2.2), aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes au 30 juin 2025.

04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

Personne responsable du Rapport Financier Semestriel

Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Attestation du responsable du Rapport Financier Semestriel

«J'atteste que, à ma connaissance, les comptes condensés du premier semestre de l'exercice 2025 sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport semestriel d'activité présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes semestriels, des principales transactions entre parties liées, et qu'il décrit les principaux risques et les principales incertitudes auxquels le Groupe est exposé pour les six mois restants de l'exercice.»

Courbevoie, le 31 juillet 2025

La Directrice Générale

Catherine MacGregor

05 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale et en application de l'article L. 451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes consolidés condensés semestriels de la société ENGIE, relatifs à la période du 1er janvier 2025 au 30 juin 2025, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes consolidés condensés semestriels ont été établis sous la responsabilité du conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

1. Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France.

Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes consolidés condensés semestriels avec la norme IAS 34, norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

2. Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes consolidés condensés semestriels sur lesquels a porté notre examen limité.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés condensés semestriels.

Paris-La Défense, le 31 juillet 2025

Les commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES		**ERNST & YOUNG et Autres**	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Sarah Kokot	Guillaume Rouger

Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros
Siège social : 1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie – France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00

SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651
engie.com