



**RAPPORT
FINANCIER
SEMESTRIEL
2023**

SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS SEMESTRIELS ENGIE 2023	7
2	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	18
3	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	20
4	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	25
5	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	26
6	PERSPECTIVES	27

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

COMPTE DE RÉSULTAT	31
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	32
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	33
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	35
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE	37

03 NOTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES	40
Note 2	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	44
Note 3	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	45
Note 4	INFORMATION SECTORIELLE	50
Note 5	VENTES	53
Note 6	CHARGES OPERATIONNELLES	55
Note 7	AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	56
Note 8	RÉSULTAT FINANCIER	58
Note 9	IMPÔTS	59
Note 10	GOODWILL ET IMMOBILISATIONS	60
Note 11	INSTRUMENTS FINANCIERS	62
Note 12	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	67
Note 13	PROVISIONS	72

Note 14	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	75
Note 15	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS.....	76
Note 16	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	77
Note 17	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	82

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS SEMESTRIELS ENGIE 2023	7
2	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT.....	18
3	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	20
4	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE.....	25
5	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	26
6	PERSPECTIVES.....	27

1 RÉSULTATS SEMESTRIELS ENGIE 2023

Résultats d'ENGIE au 30 juin 2023 Avancées opérationnelles significatives dans les GBU Forte performance financière

Faits marquants

- Réduction significative des risques nucléaires grâce à un accord sur l'ensemble des provisions liées aux déchets et l'extension de Doel 4 et Tihange 3
- Accélération anticipée des renouvelables avec 6,6 GW en construction à fin juin
- Renforcement de la plateforme renouvelables d'ENGIE en Afrique du Sud avec l'acquisition de BTE et la consolidation globale de Kathu
- Mise en service d'Hazelwood en Australie, plus grande batterie d'ENGIE
- Gain d'une concession de 1 000 km de lignes électriques au Brésil
- Production d'énergie 100% renouvelable au Brésil après la cession de la centrale charbon Pampa Sul

Performance financière

- EBIT hors nucléaire de 6,7 milliards d'euros, en hausse organique de 53%, portée principalement par GEMS et les renouvelables
- Forte croissance du *Cash Flow From Operations* ⁽¹⁾, soutenue par la croissance de l'EBITDA et l'amélioration du BFR
- Prise en compte de l'impact de la transaction nucléaire belge dans les résultats au 30 juin 2023
- Bilan solide avec un ratio Dette nette économique / EBITDA de 2,7x, y compris l'impact de l'accord sur les provisions nucléaires
- Baisse de la dette financière nette à 23,0 milliards d'euros (-1,1 milliard d'euros) et hausse de la dette nette économique à 41,4 milliards d'euros
- *Guidance* 2023 confirmée avec un RNRpg ⁽²⁾ attendu entre 4,7 et 5,3 milliards d'euros

1.1 Chiffres clés au 30 juin 2023

En milliards d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	47,0	43,2	+8,9%	+9,3%
EBITDA (hors Nucléaire)	8,8	6,4	+37,5%	+37,6%
EBITDA	9,4	7,5	+25,2%	+25,2%
EBIT (hors Nucléaire)	6,7	4,4	+52,7%	+52,8%
Résultat net récurrent des activités poursuivis, part du Groupe	4,0	3,2	+24,6%	+24,8%
Résultat net, part du Groupe	(0,8)	5,0		
CAPEX ⁽¹⁾	3,3	3,3	+1,3%	
Cash Flow From Operations (CFFO)	9,5	6,8	+40,2%	
Endettement financier net	23,0	-1,1 milliard d'euros par rapport au 31 déc. 2022		
Dette nette économique	41,4	+2,5 milliards d'euros par rapport au 31 déc. 2022		
Dette nette économique / EBITDA	2,7x	-0,2x par rapport au 31 déc. 2022		

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate), du schéma de tax equity, et incluant la dette nette acquise.

(1) Cash Flow From Operations = Free Cash Flow avant Capex de maintenance et financement des provisions nucléaires.

(2) Résultat net récurrent, part du Groupe.

1.2 *Guidance 2023*

La *guidance* pour l'exercice 2023 est confirmée dans un contexte de baisse des prix de l'énergie. Le résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) pour l'exercice 2023 devrait se situer entre 4,7 et 5,3 milliards d'euros, sur la base d'une fourchette indicative d'EBIT hors nucléaire de 8,5 à 9,5 milliards d'euros.

ENGIE continue de viser une notation de crédit «*strong investment grade*» et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x à long terme. Le Groupe réaffirme sa politique de dividende, basée sur un taux de distribution de 65% à 75% du RNRpg et le dividende plancher de 0,65 euro par action pour la période allant de 2023 à 2025.

Les hypothèses et indications principales de la *guidance* sont détaillées dans la section 6 de ce rapport d'activité.

1.3 *Avancées opérationnelles significatives dans les GBUs*

Renouvelables

Les capacités installées renouvelables du Groupe ont augmenté de 0,7 GW au premier semestre 2023, dont 0,3 GW relatif au parc de Punta Lomitas au Pérou et 0,3 GW aux mises en service en Europe, principalement en France. Le Groupe a signé 1,7 GW de contrat d'achat d'électricité (PPA) au premier semestre 2023, dont 1,2 GW ayant une durée de plus de cinq ans.

Le Groupe est en bonne voie pour atteindre son objectif d'augmentation de ses capacités renouvelables de 4 GW en moyenne chaque année et ce, jusqu'en 2025. Cet objectif est porté par un pipeline de projets en croissance qui atteint 85 GW à fin juin 2023, soit 5 GW de plus qu'à fin décembre 2022.

Au 30 juin 2023, le Groupe dispose de 6,6 GW de capacités en construction (65 projets) avec 3,2 GW entrés en construction au premier semestre 2023, dont le parc de Golfe de Suez 2 (0,5 GW), le projet éolien en mer de Moray West en Ecosse (0,9 GW), deux projets éoliens en mer de Dieppe Le Tréport et Yeu-Noirmoutier en France (0,5 GW chacun), ainsi que le projet éolien Lomas del Taltal au Chili d'une capacité de 0,3 GW.

Au premier semestre, ENGIE a acquis BTE Renewables en Afrique du Sud, ce qui représente une capacité supplémentaire de 340 MW d'énergies renouvelables et un portefeuille de plus de 3 GW de projets en développement avancé. Cette acquisition s'appuiera sur l'empreinte industrielle du Groupe dans le pays, où ENGIE exploite déjà 1,3 GW d'actifs. ENGIE consolidera également le projet Kathu en Afrique du Sud, une centrale solaire à concentration de 100 MW mise en service en janvier 2019 disposant d'un PPA de 20 ans. À la suite de l'acquisition en juillet de la participation de 9,2% de Lereko Metier REIPPP Fund Trust dans le projet, la participation d'ENGIE s'élève à environ 58%. Ces transactions viennent renforcer la plateforme d'énergies renouvelables d'ENGIE en Afrique du Sud.

Infrastructure

Au Brésil, ENGIE a renforcé son activité de transport d'électricité en remportant une nouvelle concession d'une durée de 30 ans pour la construction et l'exploitation de 1 000 km de lignes à haute tension dans les états de Bahia, Minas Gerais et Espirito Santo. Le Groupe opère au total près de 6 000 km de réseaux de transport d'électricité au Brésil et au Chili. Depuis 2017, ENGIE a déjà installé plus de 2 700 km de lignes de transmission électriques au Brésil, Gralha Azul (~900 km) et Novo Estado (~1 800 km) qui ont été mises en service au premier trimestre 2023.

En France, au cours des mois de mars et d'avril 2023, les grèves nationales liées à la réforme des retraites ont eu un impact négatif sur les terminaux méthaniers d'ENGIE. Toutefois, les stockages de gaz en France étaient remplis à hauteur de 64% au 30 juin 2023, contre 61% au 30 juin 2022, un niveau supérieur à la moyenne historique.

Gaz renouvelables

ENGIE continue sa progression dans le domaine du biométhane, avec une capacité de production annuelle pouvant atteindre 9,7 TWh raccordées aux réseaux d'ENGIE en France, soit une augmentation de 2,5 TWh par rapport au premier semestre 2022.

En juin, le consortium mené par ENGIE et POSCO s'est vu attribuer un lot de terrains pour développer un projet d'ammoniac vert à Oman d'une capacité maximale de 1,2 million de tonnes par an. Le contrat du projet prévoit jusqu'à 5 GW de nouvelles capacités éoliennes et solaires, un système de stockage d'énergie par batterie (BESS) et une usine d'hydrogène renouvelable.

Batteries

ENGIE déploie des batteries qui constituent des atouts essentiels pour soutenir la transition énergétique en apportant de la flexibilité aux systèmes énergétiques dans un contexte d'intermittence des énergies renouvelables, contribuant ainsi à la future sécurité d'approvisionnement. ENGIE dispose de 0,7 GW en cours de construction, principalement aux États-Unis et au Chili.

Au mois de juin, ENGIE a annoncé la mise en service d'Hazelwood en Australie, son plus grand système de stockage d'énergie par batterie. Conformément à la stratégie du Groupe visant à se retirer de la production d'électricité à partir de charbon et d'apporter de la flexibilité au réseau, ENGIE a réhabilité une ancienne centrale électrique au charbon pour la convertir en batterie à grande échelle d'une capacité de 150 MW / 150 MWh, une illustration concrète de la transition énergétique du pays et de l'engagement d'ENGIE dans sa trajectoire de décarbonation.

Retail

Dans le cadre de la fin des tarifs réglementés de vente de gaz (TRVG), au 1^{er} juillet 2023, ENGIE a transféré près de 2 millions de clients vers le tarif de bascule («offre passerelle»), qui n'avaient pas opté pour la sortie des tarifs réglementés au 30 juin 2023. Ce tarif de bascule a été discuté avec la Commission de Régulation de l'Énergie et est comparable au TRVG.

Energy Solutions

Les activités d'*Energy Solutions* ont remporté des contrats majeurs notamment dans les réseaux urbains de chaleur et de froid, la production d'énergie sur site et la mobilité durable.

À Cannes, ENGIE a remporté un contrat de DHC basé sur la thalassothermie, récupérant l'énergie calorifique de la mer pour alimenter les bâtiments en chaleur et en froid et créant un réseau de 7 km relié aux hôtels, salles des fêtes et bâtiments résidentiels. Ce contrat d'une durée de 25 ans devrait permettre une réduction de 6 800 tonnes de CO₂ par an.

Conformément à l'objectif d'ENGIE d'accélérer la transition vers une économie neutre en carbone grâce à des solutions respectueuses de l'environnement, le Groupe décarbone l'industrie chimique à travers plusieurs projets. À Barcelone, ENGIE a remporté un contrat de 15 ans pour fournir de la vapeur à l'usine chimique de KAO grâce à une chaudière à biomasse de 10,5 MW, ce qui permet d'économiser plus de 15 000 tonnes de CO₂ par an. En France, ENGIE a renégocié un contrat de 9 ans pour fournir à Arkema des utilities telles que la vapeur et l'air comprimé sur son site de Villers-Saint-Paul.

Le Groupe a lancé la marque ENGIE Viane pour développer la mobilité électrique avec 1 000 points de charge déjà en opération en France et l'ambition de développer 12 000 points de charge électriques à l'horizon 2025.

Aux États-Unis, le Groupe a dû faire face à des dépassements de coûts liés à la construction d'unités de cogénération dans le cadre de deux contrats distincts en raison de la défaillance de fournisseurs, ce qui a conduit à comptabiliser une provision de 150 millions d'euros au premier semestre 2023. En tant qu'entreprise industrielle, ENGIE assure le suivi de ces projets avec une approche de gestion plus serrée à la tête de la GBU et a renforcé les équipes locales avec des moyens dédiés pour finaliser les travaux de construction avec une gestion rigoureuse du projet.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements au cours du premier semestre 2023 se sont élevés à 3,3 milliards d'euros, dont 2,3 milliards d'euros d'investissements de croissance. 58% ont été consacrés aux Renouvelables, 14% aux Infrastructures et 14% à *Energy Solutions*, en ligne avec les priorités stratégiques d'ENGIE.

Plan de performance

Les résultats du plan de performance ont été légèrement positifs au cours du premier semestre, l'excellence opérationnelle dans les GBU ayant été partiellement compensée par une augmentation des coûts des fonctions support due à un contexte inflationniste. Le Groupe suit de près les activités déficitaires afin d'accélérer leur contribution au plan de performance.

1.4 Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Le 21 juillet 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé un accord-cadre ⁽¹⁾ sur la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Tihange 3 et Doel 4, et sur toutes les obligations liées aux déchets nucléaires. Cet accord reflète l'intérêt des deux parties à procéder à un *Flex LTO* et s'appuie sur l'accord intermédiaire signé le 29 juin 2023, qui définissait les termes suivants :

- l'engagement des deux parties de mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour redémarrer les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dès novembre 2025 ;
- la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE ;
- le modèle économique de l'extension avec une répartition équilibrée des risques au travers notamment d'un mécanisme de Contrat pour Différence ;
- un accord sur la fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires, fondé sur un nouveau scénario défini par l'ONDRAF, concernant toutes les installations nucléaires d'ENGIE en Belgique, pour un montant total de 15 milliards d'euros. Ce montant est payable en deux fois, au *closing* attendu au premier semestre 2024 pour les déchets de catégorie B et C et au démarrage du LTO ⁽²⁾ pour les déchets de catégorie A.

Le projet d'extension des deux unités n'a pas d'impact sur la *guidance* à moyen terme. Le Groupe a constaté une charge en résultat non récurrent au premier semestre 2023 correspondant à l'augmentation de ses engagements au titre du transfert des provisions pour déchets nucléaires, nette de l'ajustement des provisions nucléaires, pour un montant de 4,4 milliards d'euros avant impôts. L'impact sur la dette nette économique est de 4,1 milliards d'euros au 30 juin 2023.

En juillet, ENGIE a été informé des nouveaux paramètres considérés par la Commission des Provisions Nucléaires (CPN) pour le calcul de la provision nucléaire pour le démantèlement et la gestion du combustible usé des centrales nucléaires belges suite à la révision triennale. La CPN a révisé à la baisse les provisions communiquées en décembre 2022 avec une diminution de 0,6 milliard d'euros liée aux provisions pour démantèlement. Cet ajustement est inclus dans les 4,4 milliards d'euros mentionnés ci-dessus.

1.5 Progrès réalisés sur les objectifs clés ESG

Au cours du premier semestre 2023, les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'énergie ont été réduites à 26 millions de tonnes contre 30 millions de tonnes à fin juin 2022, principalement en raison d'un facteur de charge plus faible sur les installations de production thermique.

(1) La signature d'accords complets et définitifs est prévue au quatrième trimestre 2023 ; ces accords seront eux-mêmes conditionnés, notamment, à l'approbation par la Commission Européenne au titre des aides d'état et à l'adoption de modifications législatives relatives au cadre juridique et réglementaire nucléaire belge.

(2) Long-Term Operation.

ENGIE a également augmenté la part que représentent les énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 38% à fin 2022 à 39% à fin juin 2023, principalement avec l'ajout de 0,7 GW de capacités Renouvelables au cours du premier semestre.

Le Brésil, devenu un producteur d'électricité 100% renouvelable pour ENGIE après la cession de la centrale charbon de Pampa Sul, est en bonne voie pour être l'un quatre pays où le Groupe prévoit d'être Net Zero Carbone dès 2030.

1.6 Revue des données du 1^{er} semestre 2023

1.6.1. Chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires** s'est établi à 47,0 milliards d'euros, en hausse de 8,9% en brut et 9,5% en organique.

Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intragroupe

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute en %	Variation organique en %
Renouvelables	2 899	2 485	+16,6%	+15,8%
Infrastructures	3 661	3 650	+0,3%	+1,7%
Energy Solutions	5 779	5 546	+4,2%	+6,5%
FlexGen	2 724	3 222	-15,5%	-15,2%
Retail	10 363	8 169	+26,9%	+27,2%
Autres	21 540	20 118	+7,1%	+7,2%
dont GEMS	21 492	20 063	+7,1%	+7,3%
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES (hors Nucléaire)	46 965	43 191	+8,7%	+9,3%
Nucléaire	63	(23)		
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	47 028	43 167	+8,9%	+9,5%

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 2 899 millions d'euros, +16,6% en brut et +15,8% en organique. La croissance brute a inclus des effets de change positifs au Brésil. En organique, le chiffre d'affaires a augmenté en France principalement en raison de la hausse des prix et des volumes réalisés pour l'hydroélectricité.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 3 661 millions d'euros, +0,3% en brut et +1,7% en organique. L'augmentation brute a inclus des effets de change positifs principalement en Amérique latine et des effets de périmètre en Argentine. En organique, le chiffre d'affaires a augmenté grâce aux enchères de capacités de transport de gaz et à un marché favorable pour les activités de stockage en Allemagne et au Royaume-Uni, partiellement compensés par la baisse des volumes distribués dans la distribution française. En Amérique latine, le chiffre d'affaires a diminué principalement au Brésil reflétant la baisse du chiffre d'affaires de la construction suite à la mise en service progressive des lignes de transmission.

Le chiffre d'affaires d'**Energy Solutions** s'est élevé à 5 779 millions d'euros, +4,2% en brut et +6,5% en organique. L'augmentation brute intègre des effets de change positifs notamment aux États-Unis. En organique, l'activité progresse en Europe principalement tirée par l'Allemagne. La France a également connu une croissance organique positive tirée par les infrastructures énergétiques distribuées compensant la baisse de l'efficacité énergétique.

Le chiffre d'affaires de **FlexGen** s'est élevé à 2 724 millions d'euros, -15,5% en brut et -15,2% en organique. Impact limité des taux de change en raison d'effets se compensant au Royaume-Uni et en Amérique latine. La performance organique s'explique par l'Europe, principalement en raison de la baisse des services auxiliaires partiellement compensée par des *spreads* plus élevés capturés en Amérique latine en raison de l'indexation des contrats PPA au Chili et de la hausse de la production et des prix au Pérou.

Le chiffre d'affaires de **Retail** s'est élevé à 10 363 millions d'euros, +27,2% en organique. En organique, l'augmentation est principalement liée à la hausse des prix des matières premières compensée par la baisse des volumes de gaz et d'électricité en raison de la sobriété et de la diminution du portefeuille régulé.

Le chiffre d'affaires des activités «**Autres**» s'est élevé à 21 540 millions d'euros. L'augmentation par rapport à l'année dernière est principalement lié à GEMS, essentiellement impacté par la hausse des prix des commodités qui a plus que compensé la baisse des volumes livrés.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** a été non significatif après élimination des opérations intragroupes.

1.6.2. EBITDA

L'**EBITDA** hors nucléaire s'est établi à 8,8 milliards d'euros, en hausse brute de 37,5% et de 37,6% en organique.

Matrice par activité/géographie

<i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	30 juin 2023
Renouvelables	496	213	635	162	20	(13)	1 513
Infrastructures	1 804	81	414	(3)	-	(5)	2 292
<i>Energy Solutions</i>	328	159	(1)	(145)	36	(6)	372
<i>FlexGen</i>	-	559	177	26	220	(13)	969
<i>Retail</i>	400	172	-	-	57	(14)	614
Autres	-	(3)	1	13	-	3 019	3 029
<i>Dont GEMS</i>						3 260	3 260
TOTAL EBITDA (hors Nucléaire)	3 028	1 180	1 226	54	333	2 968	8 790
Nucléaire	-	574	-	-	-	-	574
TOTAL EBITDA	3 028	1 754	1 226	54	333	2 968	9 364

<i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	30 juin 2022
Renouvelables	277	191	521	124	12	(24)	1 101
Infrastructures	1 910	92	387	(2)	-	(5)	2 382
<i>Energy Solutions</i>	305	92	1	11	30	6	444
<i>FlexGen</i>	-	543	115	22	223	(13)	891
<i>Retail</i>	510	34	3	-	14	(8)	553
Autres	-	(3)	-	12	-	1 010	1 020
<i>Dont GEMS</i>						1 161	1 161
TOTAL EBITDA (hors Nucléaire)	3 001	949	1 028	167	279	967	6 391
Nucléaire	-	1 089	-	-	-	-	1 089
TOTAL EBITDA	3 001	2 038	1 028	167	279	967	7 480

1.6.3. EBIT

L'**EBIT** hors Nucléaire, qui s'est élevé à 6,7 milliards d'euros, a enregistré une hausse brute de 52,7% et de 52,8% en organique.

- Taux de change : un effet net de 2 millions d'euros, principalement dû à l'appréciation du real brésilien et du dollar américain, presque totalement compensé par la dépréciation de la livre sterling.
- Variations de périmètre : effet net de -1 million d'euros.
- Températures en France : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 70 millions d'euros, générant une variation positive cumulée de 36 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022 dans les Infrastructures, le *Retail* et les activités GEMS.

Contribution des activités à l'EBIT : croissance principalement portée par GEMS et Renouvelables

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute en %	Variation organique en %	dont effet temp. (France) vs. S1 2022
Renouvelables	1 192	828	+43,9%	+43,1%	
Infrastructures	1 358	1 471	-7,7%	-7,8%	+21
Energy Solutions	132	228	-41,8%	-42,6%	
FlexGen	761	667	+14,2%	+15,5%	
Retail	489	422	+15,7%	+16,7%	+12
Autres	2 781	779			+3
dont GEMS	3 142	1 062			+3
TOTAL EBIT (hors Nucléaire)	6 713	4 396	+52,7%	+52,8%	+36
Nucléaire	239	858	-72,2%	-72,2%	
TOTAL EBIT	6 952	5 253	+32,3%	+32,4%	+36

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 2023
Renouvelables	409	184	523	78	14	(16)	1 192
Infrastructures	931	56	378	(3)	-	(5)	1 358
Energy Solutions	177	108	(2)	(150)	31	(32)	132
FlexGen	-	460	79	25	213	(16)	761
Retail	323	134	-	-	48	(16)	489
Autres	-	(3)	-	8	-	2 776	2 781
Dont GEMS	-	-	-	-	-	3 142	3 142
TOTAL EBIT (hors Nucléaire)	1 840	939	978	(41)	305	2 691	6 713
Nucléaire	-	239	-	-	-	-	239
TOTAL EBIT	1 840	1 178	978	(41)	305	2 691	6 952

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	30 juin 2022
Renouvelables	205	162	421	58	9	(26)	828
Infrastructures	1 059	69	351	(2)	-	(5)	1 471
Energy Solutions	170	47	(1)	5	23	(17)	228
FlexGen	-	447	(2)	21	216	(15)	667
Retail	434	(8)	3	-	2	(10)	422
Autres	-	(3)	-	8	-	775	779
Dont GEMS	-	-	-	-	-	1 062	1 062
TOTAL EBIT (hors Nucléaire)	1 868	714	772	90	250	702	4 396
Nucléaire	-	858	-	-	-	-	858
TOTAL EBIT	1 868	1 572	772	90	250	702	5 253

1.6.3.1. Renouvelables : forte croissance portée principalement par des volumes plus élevés, la contribution des actifs nouvellement mis en service et des prix captés plus hauts en Europe

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute en %	Variation organique en %
EBIT	1 192	828	+43,9%	+43,1%
CAPEX totaux	1 378	1 378		
CNR – prix captés (€/MWh) ⁽¹⁾	121	72	+68,1%	
Marges DBSO ⁽²⁾ (contribution EBIT)	(1)	43		
Indicateurs de performance opérationnelle				
Mises en service (GW à 100%)	0,7	2,2 ⁽³⁾		
Volumes hydro - France (TWh à 100%)	7,9	7,1	0,8	

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

(2) Develop, Build, Share and Operate.

(3) Au 31 décembre 2022.

L'EBIT des Renouvelables a enregistré une croissance organique de 43,1%, portée par un effet volume positif (+156 millions d'euros) due à des volumes d'hydrologie plus élevés en France et au Portugal ainsi qu'à un effet prix positif (+73 millions d'euros) en raison de prix captés en Europe plus élevés, principalement pour les activités hydroélectriques en France, et des rachats d'hydroélectricité au premier semestre 2022 dans un contexte de faible hydrologie en France et au Portugal. L'EBIT a également bénéficié de la contribution des nouvelles capacités mises en service (+90 millions d'euros) aux États-Unis, en Europe et en Amérique latine ainsi que d'un effet *one-off* positif au Brésil lié à l'extension de la concession hydraulique d'Estreito. Ces effets positifs ont largement compensé l'absence de marge DBSO au premier semestre 2023 (-44 millions d'euros).

1.6.3.2. Infrastructures : baisse des volumes distribués en France compensée par des effets prix nets positifs en Europe

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	2 292	2 382	+3,8%	+3,8%
EBIT	1 358	1 471	-7,7%	-7,8%
CAPEX totaux	865	1 019	+15,1%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température – France (EBIT en m€)	(48)	(69)	21	
Compteurs communicants - France (m)	11,1	10,9 ⁽¹⁾	0,2	

(1) Au 31 décembre 2022.

L'EBIT des Infrastructures a baissé de 7,8% en organique. En France, l'EBIT a diminué de 118 millions d'euros en raison de la baisse des volumes distribués, de l'augmentation des coûts de l'énergie et des frais de personnel due à l'inflation ainsi que de l'impact des grèves. Ces effets ont été partiellement compensés par des revenus additionnels des capacités souscrites pour le transit de gaz entre la France et l'Allemagne, ainsi que par un environnement favorable pour les activités de stockage principalement au Royaume-Uni et en Allemagne. En dehors de l'Europe, l'EBIT a augmenté en raison de la meilleure performance des actifs de transport de gaz en Amérique latine.

1.6.3.3. *Energy Solutions* : impacté par des provisions aux États-Unis, croissance continue dans les autres activités

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	5 779	5 546	+4,2%	+6,5%
EBIT	132	228	-41,8%	-42,6%
CAPEX totaux	388	311	+24,6%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Cap. Installées infra. Décentralisées (GW)	25,4	24,6 ⁽¹⁾	+0,8	
Marge d'EBIT (hors <i>one-off</i> États-Unis)	+4,9%	+4,1%	+78 bp	
Backlog - Concessions en France (milliards d'euros)	21,2	19,8 ⁽¹⁾	+1,4	

(1) Au 31 décembre 2022.

Les activités d'*Energy Solutions* ont enregistré une baisse de 99 millions d'euros de leur EBIT en raison principalement de provisions (150 millions d'euros) concernant des dépassements de coûts dans la construction de deux unités de cogénération aux États-Unis. En excluant ce *one-off*, les activités d'*Energy Solutions* progressent en ligne avec le plan avec un EBIT en hausse organique de 22% grâce à la performance opérationnelle des réseaux énergétiques locaux malgré l'impact négatif des grèves en France, aux résultats positifs des actifs de cogénération en France, ainsi qu'à l'amélioration des marges et au développement des activités d'efficacité énergétique.

1.6.3.4. *FlexGen* : performance solide grâce à la reprise au Chili et l'augmentation des *spreads* en Europe en partie compensées par la baisse des services ancillaires en Europe

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	969	891	+8,8%	+9,9%
EBIT	761	667	+14,2%	+15,5%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CSS moyen capté - Europe (€/MWh)	36	27	+33%	
Capacité installée (GW)	59,1	59,5 ⁽¹⁾	(0,2)	

(1) Au 31 décembre 2022.

L'EBIT des activités *FlexGen* a enregistré une augmentation organique de 15,5%. Cette croissance s'explique principalement par un effet prix positif (+85 millions d'euros) lié à l'amélioration au Chili avec la réduction des positions courte et la baisse des prix d'approvisionnement, des *spreads* plus élevés pour les actifs gaziers en Europe partiellement compensés par la baisse des opportunités de marché. Par ailleurs, l'EBIT a bénéficié d'un effet de comparaison favorable, le Groupe ayant comptabilisé une taxe exceptionnelle en Italie au cours du premier semestre 2022. Ces effets ont été partiellement compensés par un effet volume négatif (-21 millions d'euros) et, comme anticipé, par la baisse de la contribution des services ancillaires en Europe qui étaient à des niveaux très élevés au premier semestre 2022.

1.6.3.5. *Retail* : effet prix positif compensé par un hiver doux

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	614	553	+11,1%	+12,0%
EBIT	489	422	+15,7%	+16,7%
Effet température, normatif - France (EBIT)	(18)	(30)	12	

L'EBIT des activités de *Retail* s'est élevé à 489 millions d'euros. La croissance organique de l'EBIT a été portée principalement par un effet prix positif en raison de marges plus élevées en France, comprenant un effet *timing*, et en Roumanie, qui a été compensé en partie par un effet volume négatif dû principalement à un hiver doux avec une position longue qui était vendue à des prix élevés en 2022. L'EBIT a également bénéficié du nouveau mécanisme de répartition des résultats sur l'optimisation du portefeuille mis en place entre GEMS et les activités de *Retail*.

1.6.3.6. Activités «Autres» : contribution significative de GEMS

L'EBIT de GEMS s'est élevé à 3 142 millions d'euros, en hausse de 2 080 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022, sous l'effet :

- d'un impact négatif au premier semestre 2022 lié aux contrats Gazprom relatif au risque d'interruption physique de fourniture de gaz, qui ne s'est pas répété en 2023 ;
- de la forte performance des activités d'*energy management* en Europe qui bénéficient toujours de bonnes conditions de marché, même si elles sont moins favorables qu'en 2022 ;
- d'une normalisation graduelle des conditions de marché conduisant au relâchement des réserves de marché ;
- de la bonne tenue des activités *BtoB*, dans un contexte de marché qui permet la pleine valorisation du coût du risque ;
- de la poursuite de l'effet des contrats signés en 2022 à des conditions favorables qui se matérialisent à la date de livraison.

La contribution de GEMS pour le prochain semestre devrait diminuer significativement en raison de la combinaison d'impacts non répliquables ainsi que de la contribution des contrats signés en 2022 mentionnés précédemment, qui devraient se normaliser dans le futur.

1.6.3.7. Nucléaire : augmentation des taxes, impact du démantèlement, compensés en partie par une hausse des prix capturés

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	574	1 089	-47,3%	-47,3%
EBIT	239	858	-72,2%	-72,2%
CAPEX totaux	98	153	-35,9%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, proport, TWh)	16,3	22,2	-27%	
Disponibilité (Belgique, à 100%)	+88,7%	+84,9%	+380 bp	

L'EBIT de l'activité Nucléaire s'élève à 239 millions d'euros comparé à 858 millions d'euros au premier semestre 2022. L'EBIT a été impacté par l'arrêt progressif des deux réacteurs Doel 3 en septembre 2022 et Tihange 2 en février 2023 (-621 millions d'euros) ainsi que la taxe inframarginale nucléaire qui s'est élevée à 579 millions d'euros. L'augmentation des actifs de démantèlement à la suite de la révision triennale de la CPN, bien que réduite, a également entraîné une charge d'amortissement plus importante. Ces effets négatifs ont été partiellement compensés par l'augmentation des prix capturés (+658 millions d'euros) et un effet volume positif (+129 millions d'euros) en raison d'un taux de disponibilité plus élevé que l'an passé de 88,7% sur les actifs belges.

1.6.4. Analyse de la croissance organique en base comparable

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute/organique en %
Chiffres d'affaires	47 028	43 167	+8,9%
Effet périmètre	(43)	(263)	-
Effet change	-	11	-
Données comparables	46 985	42 915	+9,5%

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute/organique en %
EBITDA	9 364	7 480	+25,2%
Effet périmètre	(29)	(29)	-
Effet change	-	7	-
Données comparables	9 335	7 458	+25,2%

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute/organique en %
EBIT	6 952	5 253	+32,3%
Effet périmètre	(15)	(16)	-
Effet change	-	2	-
Données comparables	6 937	5 239	+32,4%

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.

2 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

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

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute en %
EBIT	6 952	5 253	+32,3%
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(435)	3 744	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(28)	(14)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 490	8 984	-27,8%
Pertes de valeur	382	(8)	
Restructurations	(21)	(48)	
Effets de périmètre	(83)	(192)	
Autres éléments non récurrents	(4 787)	-	
Résultat des activités opérationnelles	1 981	8 736	-77,3%
Résultat financier	(1 327)	(2 082)	
Impôts sur les bénéfices	(871)	(1 765)	
RÉSULTAT NET	(217)	5 064	-104,3%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	4 045	3 248	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	1,65	1,39	
Résultat net part du Groupe	(847)	5 012	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	630	52	

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 2023	30 juin 2022
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	4 045	3 248
Pertes de valeur et autres	(4 354)	(1 922)
Restructurations	(21)	(48)
Effets de périmètre	(83)	(192)
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(435)	3 744
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	-	181
Résultat net part du Groupe	(847)	5 012

Le **résultat des activités opérationnelles (RAO)** s'établit à 1 981 millions d'euros, en forte baisse par rapport au 30 juin 2022, principalement en raison de l'impact de la révision des provisions nucléaires et de l'évolution des résultats latents des instruments financiers sur matières premières non qualifiés de couverture, partiellement compensés par la croissance de l'EBIT et les reprises de pertes de valeur.

Le RAO est impacté par :

- des reprises nettes de pertes de valeurs de 382 millions d'euros (contre des pertes de valeur de 8 millions d'euros au 30 juin 2022), principalement sur certains actifs de démantèlement (cf. Note 7.1) ;
- des charges de restructuration de 21 millions d'euros (contre 48 millions d'euros au 30 juin 2022) (cf. Note 7.2) ;
- des « Effets de périmètre » pour -83 millions d'euros (contre -192 millions d'euros au 30 juin 2022) (cf. Note 7.3) ;
- d'autres éléments non récurrents à concurrence de -4 787 millions d'euros (aucun impact au 30 juin 2022) comprenant principalement les effets de la révision des provisions nucléaires pour tenir compte de l'accord signé avec le gouvernement belge le 29 juin 2023, devenu liant suite à la signature des compléments aux accords initiaux le 21 juillet 2023 (cf. Note 7.4).

Le **résultat financier** s'élève à -1 327 millions d'euros au 30 juin 2023 contre -2 082 millions d'euros au 30 juin 2022 (cf. Note 8), essentiellement en raison de la dépréciation en 2022 du prêt accordé à Nord Stream 2 (-987 millions d'euros).

Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à -1 109 millions d'euros au 30 juin 2023 contre -972 millions d'euros au 30 juin 2022. Cette dégradation de 137 millions d'euros provient de l'augmentation des autres

charges financières pour -84 millions d'euros (notamment l'augmentation de la charge de désactualisation) et de la hausse du coût de la dette nette à concurrence de -52 millions d'euros.

La **charge d'impôt** au 30 juin 2023 s'établit à 871 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 1 765 millions d'euros au 30 juin 2022).

Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 25,1% à fin juin 2023 contre 18,8% à fin juin 2022, principalement en raison de :

- l'évolution défavorable de la situation fiscale dans certains pays ne reconnaissant que partiellement leurs actifs d'impôt différé notamment en Belgique, Italie, au Luxembourg et aux Pays-Bas – environ +9,1 points ;
- l'impact défavorable en 2022 de la non déductibilité de la contribution extraordinaire votée en Italie, comptabilisée en charges opérationnelles – environ -1,9 points ;
- de l'évolution du mix du taux d'imposition par pays du Groupe : environ -0,4 point.

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 4 045 millions d'euros contre 3 248 millions d'euros 30 juin 2022. Cette hausse est principalement due à la croissance de l'EBIT, partiellement compensée par l'augmentation de la charge financière récurrente et du taux effectif d'impôt récurrent.

Le **résultat net part du Groupe** est de -847 millions d'euros, en forte baisse par rapport au 30 juin 2022, en raison principalement de l'évolution des résultats latents des instruments financiers sur matières premières non qualifiés de couverture et de la révision des provisions nucléaires.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 630 millions d'euros, en amélioration par rapport au 30 juin 2022 (+578 millions d'euros), notamment dans les GBU's Renouvelables aux États-Unis et *FlexGen* en Australie.

3 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net s'est établi à 23,0 milliards d'euros, en baisse de 1,1 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2022. Cette baisse est principalement liée :

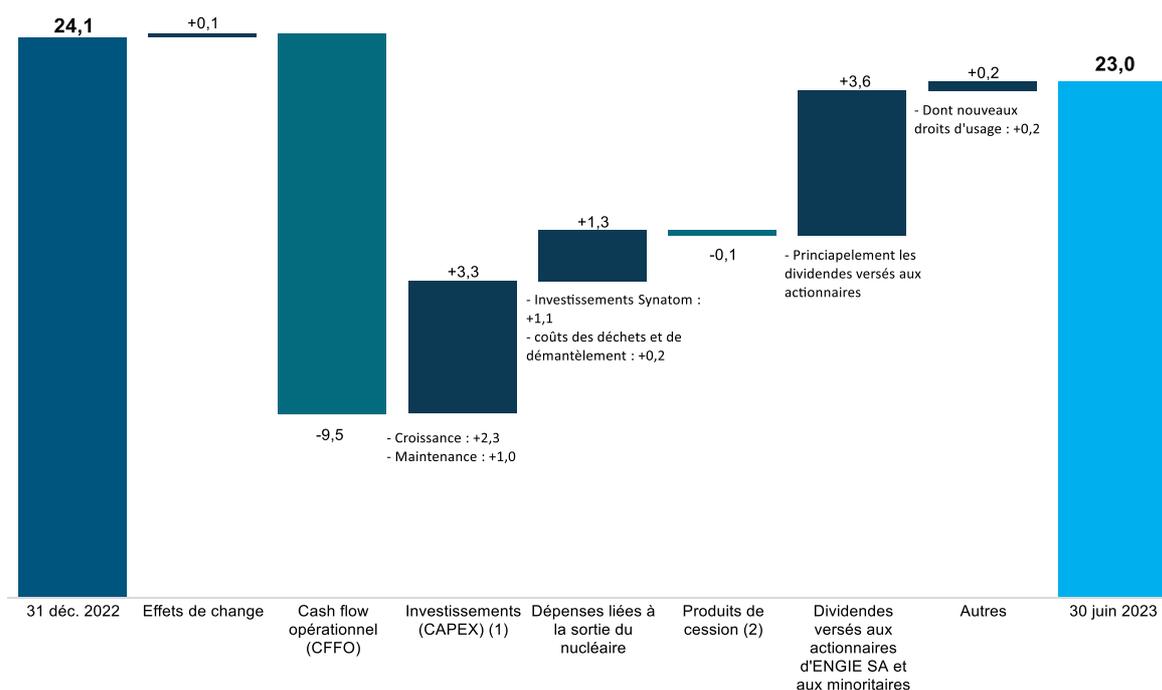
- au *Cash Flow From Operations* de 9,5 milliards d'euros ;
- aux cessions de 0,1 milliard d'euros.

Ces éléments positifs ont été compensés par :

- des versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle (3,6 milliards d'euros) ;
- des dépenses d'investissements sur la période de 3,3 milliards d'euros ;
- le financement et dépenses encourues dans le cadre de la sortie du nucléaire ⁽¹⁾ en Belgique pour 1,3 milliard d'euros ;
- divers autres éléments, à hauteur de 0,4 milliard d'euros.

Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :

En milliards d'euros



(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO.

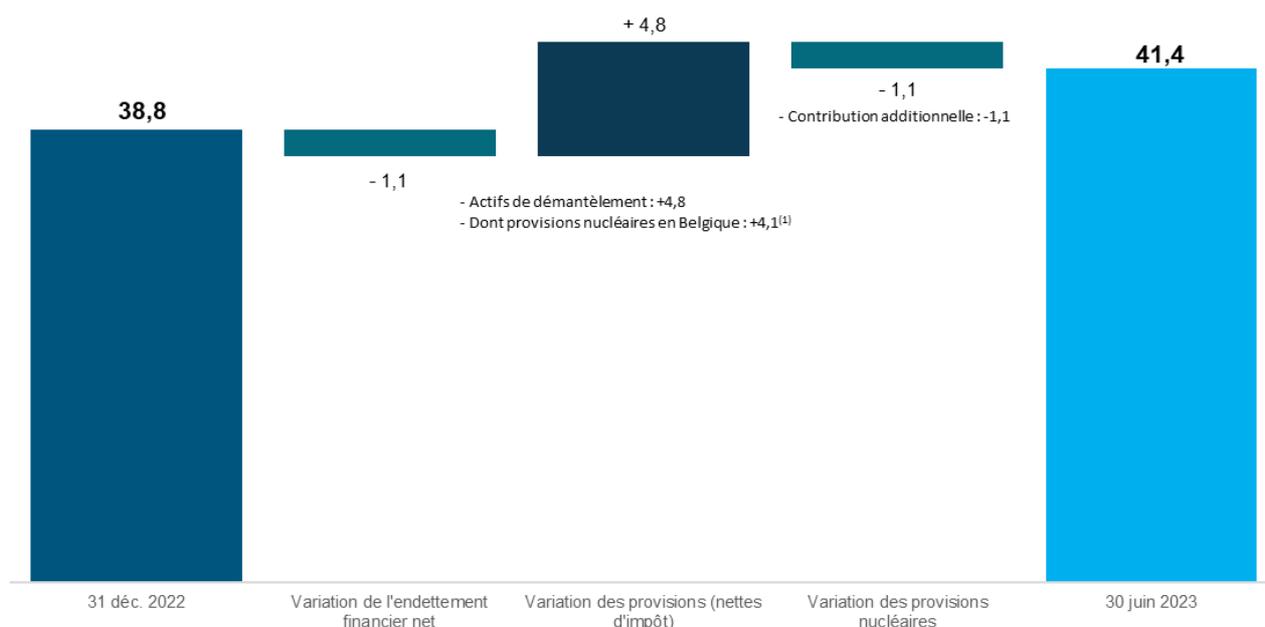
(2) Y compris effets de périmètre liés aux cessions et acquisitions.

(1) Les flux de financement relatifs à Synatom étaient précédemment comptabilisés dans les CAPEX bruts et les dépenses de gestion des déchets/démantèlement en CFFO.

La **dette nette économique** s'est élevée à 41,4 milliards d'euros, en hausse de 2,5 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2022, principalement en raison de l'augmentation des provisions pour obligations de mise hors service (+4,8 milliards d'euros, principalement l'augmentation des provisions nucléaires de +4,1 milliards d'euros suite à l'accord conclu avec l'État belge), de la baisse de la dette financière nette (-1,1 milliard d'euros) et les dépenses relatives au nucléaire (-1,1 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette économique sont les suivants :

En milliards d'euros



(1) Augmentation des provisions nucléaires suite à l'accord conclu avec le gouvernement belge.

Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 1,5x, en baisse de 0,3x par rapport au 31 décembre 2022. Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 4,27%.

En millions d'euros	30 juin 2023	31 déc. 2022
Endettement financier net	22 956	24 054
EBITDA (sur 12 mois glissants)	15 614	13 713
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	1,47	1,75

Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 2,7x, en baisse de 0,2x par rapport au 31 décembre 2022 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	30 juin 2023	31 déc. 2022
Dette nette économique	41 357	38 808
EBITDA (sur 12 mois glissants)	15 614	13 713
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	2,65	2,83

3.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

Le **Cash Flow From Operations** s'élève à 9,5 milliards d'euros, en hausse de 2,7 milliards d'euros par rapport au premier semestre 2022. Cette progression est principalement soutenue par la croissance de l'EBITDA (+1,9 milliard d'euros) et l'amélioration de la variation du besoin en fonds de roulement (+0,8 milliard d'euros).

Le **besoin en fonds de roulement** est positif à hauteur de 1,4 milliard d'euros, avec une variation positive d'une année sur l'autre de 0,8 milliard d'euros, principalement due à des effets de prix (+3,4 milliards d'euros) liés au retrait de gaz à des prix plus élevés et à l'effet *timing* positif net sur les boucliers tarifaires (+1,0 milliard d'euros) principalement en France partiellement compensés par l'impact négatif sur les appels de marge (-3,1 milliards d'euros).

3.2 Liquidités

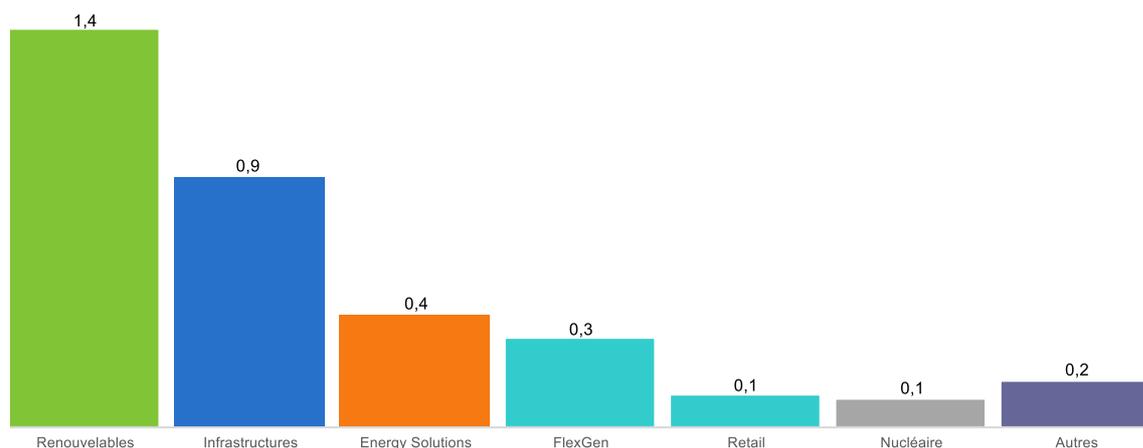
Le Groupe a maintenu un niveau de **liquidités** élevé qui s'est établi à 23,0 milliards d'euros au 30 juin 2023, dont 16,0 milliards d'euros de disponibilités ⁽¹⁾.

3.3 Investissements nets

Le **total des investissements** s'est élevé à 3,3 milliards d'euros, dont 2,3 milliards d'euros dédié aux investissements de croissance.

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) par activité

En milliards d'euros



(1) Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires.

3 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

Les investissements de croissance s'élèvent à 2,3 milliards d'euros et se détaillent comme suit par activité :



(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate.

La matrice activités/géographies des investissements de croissance se détaille comme suit :

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	30 juin 2023
Renouvelables	153	218	415	548	(3)	5	1 336
Infrastructures	233	27	67	-	-	-	327
Energy Solutions	150	43	(4)	72	21	35	317
FlexGen	-	116	10	4	53	3	186
Retail	23	20	-	-	4	29	76
Nucléaire	-	-	7	-	-	-	7
Autres	-	8	-	-	-	31	39
Dont GEMS	-	-	-	-	-	37	37
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	559	432	495	624	76	103	2 288

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	30 juin 2022
Renouvelables	101	1 072	312	(156)	5	6	1 339
Infrastructures	325	28	152	-	-	-	505
Energy Solutions	125	28	3	26	32	26	240
FlexGen	-	28	5	-	(11)	4	27
Retail	35	21	-	-	2	35	93
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	26	26
Dont GEMS	-	-	-	-	-	12	12
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	585	1 177	472	(129)	28	97	2 231

Les investissements nets de la période s'élèvent à 3,4 milliards d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 2,3 milliards d'euros (cf. ci-dessus) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 1,0 milliard d'euros ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période pour 0,2 milliard d'euros ;
- des cessions représentant un montant de 0,1 milliard d'euros.

3.4 Dividendes et mouvements sur capitaux

Les dividendes et mouvements sur capitaux s'élèvent à 3,6 milliards d'euros et comprennent principalement le versement en avril du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2022 pour 3,4 milliards d'euros ainsi que les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 0,1 milliard d'euros.

3.5 Endettement financier net au 30 juin 2023

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 60% en euros, 28% en dollars américains et 13% en real brésiliens au 30 juin 2023.

L'endettement financier net est libellé à 97% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 14,7 ans.

Au 30 juin 2023, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,3 milliards d'euros.

3.6 *Rating*

Le 12 mai 2023, S&P a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à BBB+ et sa notation court terme à A-2, avec une perspective stable.

Le 13 juillet 2023, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 pour les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 18 juillet 2023, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

4 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	30 juin 2023	31 déc. 2022	Variation nette
Actifs non courants	115 213	131 521	(16 308)
<i>Dont goodwill</i>	12 860	12 854	6
<i>Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes</i>	63 415	62 853	563
<i>Dont instruments financiers dérivés</i>	13 600	33 134	(19 533)
<i>Dont participations dans les entreprises mises en équivalence</i>	9 581	9 279	303
Actifs courants	76 527	103 969	(27 442)
<i>Dont créances commerciales et autres débiteurs</i>	19 207	31 310	(12 103)
<i>Dont instruments financiers dérivés</i>	13 937	15 252	(1 316)
<i>Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	-	428	(428)
Capitaux propres	34 738	39 285	(4 547)
Provisions	31 728	27 027	4 700
Dettes financières	40 041	40 591	(550)
Instruments financiers dérivés	31 648	51 276	(19 628)
Autres passifs	53 584	77 311	(23 726)
<i>Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	-	371	(371)

Les **immobilisations (corporelles et incorporelles nettes)** s'établissent à 63,4 milliards d'euros, en hausse de 0,6 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2022. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de la période (+3,0 milliards d'euros), de nouveaux droits d'usage (0,2 milliard d'euros), partiellement compensés par des amortissements (-2,4 milliards d'euros) et une diminution de la valeur comptable des actifs de démantèlement (-0,6 milliard d'euros) (cf. Note 10).

Les **goodwill** s'établissent à 12,9 milliards d'euros, stables par rapport au 31 décembre 2022.

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** augmentent de 0,3 milliard d'euros.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 34,7 milliards d'euros, en baisse de 4,5 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2022. Cette baisse provient essentiellement des dividendes distribués (-3,8 milliards d'euros) et les autres éléments du résultat global (-0,6 milliard d'euros dont -1,2 milliard d'euros au titre des couvertures de flux de trésorerie sur matières premières et +0,2 milliard d'euros au titre des impôts différés).

Les **provisions** s'élèvent à 31,7 milliards d'euros, en hausse de 4,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2022. Cette augmentation provient principalement des effets de la révision des provisions nucléaires pour tenir compte de l'accord intermédiaire signé avec le gouvernement belge le 29 juin 2023, devenu liant suite à la signature des compléments aux accords initiaux le 21 juillet 2023 (cf. Note 13) ainsi que des conclusions de la Commission des Provisions Nucléaires (CPN) du 7 juillet.

La baisse des **instruments financiers dérivés** s'explique principalement par la diminution du prix des matières premières au cours du premier semestre 2023.

5 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec des parties liées décrites dans la Note 20 des états financiers consolidés au 31 décembre 2022 n'ont pas connu d'évolution significative à fin juin 2023.

6 PERSPECTIVES

6.1 *Guidance*

6.1.1. Objectifs

Les objectifs pour l'exercice comptable clos le 31 décembre 2023, présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) no 2019/980, complément du règlement (UE) no 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Sous réserve des ajustements détaillés en 6.1.3, ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décrit dans la Note 13 des états financiers consolidés au 31 décembre 2022 ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 décrites dans les états financiers consolidés.

6.1.2. *Guidance 2023 - Révision*

Se reporter à la section 1.2 de ce rapport d'activité.

6.1.3. Hypothèses sous-jacentes

Outre la prise en compte des résultats du premier semestre 2023, les hypothèses prises en compte sont celles communiquées dans le Rapport Financier Annuel du 31 décembre 2022 (*cf. Note 1.2.1*) à l'exception des ajustements suivants, communiqués en mai 2023 (informations financières au 31 mars 2023) et juin 2023 (révision de la *guidance* 2023) :

- *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 ;
- rente inframarginale basée sur les textes légaux en vigueur ;
- 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 : € / USD : 1,08, et € / BRL : 5,46 ;
- nucléaire en Belgique : taux de disponibilité des centrales d'environ 90% en 2023 ;
- contingences pour les activités nucléaires en Belgique de 0,2 milliard d'euros en 2023 ;
- prix des commodités au 31 mai 2023 ;
- résultat financier net récurrent de (2,2) – (2,4) milliards d'euros ;
- taux recurent effectif d'imposition : 24-27%.

6.2 Principaux risques et incertitudes pour les six mois restants

La section «Facteurs de risque et contrôle» (Chapitre 2) du Document d'enregistrement universel 2022 contient une description détaillée des facteurs de risque auxquels le Groupe est exposé. Les principaux risques et incertitudes et leurs évolutions sont décrits dans le rapport d'activité semestriel et la Note 1 des états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2023.

Les évolutions sur le semestre des risques liés aux instruments financiers et aux contentieux et enquêtes auxquels le Groupe est exposé, sont présentées respectivement dans les Notes 12 et 16 des états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2023.

Les risques et incertitudes relatifs à la valeur comptable des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés dans la Note 10 des états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2023 et dans la Note 13 des états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2022.

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

COMPTE DE RÉSULTAT	31
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	32
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	33
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	35
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	37

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	30 juin 2023	30 juin 2022
CHIFFRE D'AFFAIRES	4.2 & 5	47 028	43 167
Achats et dérivés à caractère opérationnel	6.1	(33 175)	(27 685)
Charges de personnel		(4 140)	(3 903)
Amortissements, dépréciations et provisions		(2 437)	(2 174)
Impôts et taxes	6.2	(1 948)	(1 520)
Autres produits opérationnels		622	632
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		5 949	8 516
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4.2	540	468
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		6 490	8 984
Pertes de valeur	7.1	382	(8)
Restructurations	7.2	(21)	(48)
Effets de périmètre	7.3	(83)	(192)
Autres éléments non récurrents	7.4	(4 787)	-
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	7	1 981	8 736
Charges financières		(1 806)	(2 341)
Produits financiers		479	259
RÉSULTAT FINANCIER	8	(1 327)	(2 082)
Impôt sur les bénéfices	9	(871)	(1 765)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		(217)	4 889
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	176
RÉSULTAT NET		(217)	5 064
Résultat net part du Groupe		(847)	5 012
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>		<i>(847)</i>	<i>4 837</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>		<i>-</i>	<i>175</i>
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		630	52
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		<i>630</i>	<i>52</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		<i>-</i>	<i>1</i>
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS) ⁽¹⁾		(0,37)	2,05
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>		<i>(0,37)</i>	<i>1,98</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>		<i>-</i>	<i>0,07</i>
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS) ⁽¹⁾		(0,37)	2,04
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		<i>(0,37)</i>	<i>1,97</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		<i>-</i>	<i>0,07</i>

(1) 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 (cf. Note 11.5 « 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 2023	30 juin 2022
RÉSULTAT NET		(217)	5 064
Instruments de dette	11.1	237	(315)
Couverture d'investissement net	12	21	(205)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	12	(225)	1 042
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) ⁽¹⁾	12	(1 227)	2 280
Impôts différés sur éléments recyclables ou recyclés		334	(948)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		74	576
Écarts de conversion		75	1 358
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	2
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		(710)	3 791
Instruments de capitaux propres	11.1	53	(445)
Pertes et gains actuariels		164	2 340
Impôts différés sur éléments non recyclables		(120)	(562)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	-
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	53
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		98	1 386
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		(612)	5 177
RÉSULTAT GLOBAL		(829)	10 241
Dont quote-part du Groupe		(1 678)	10 357
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle		849	(116)

(1) La diminution du prix de marché des matières premières au cours du premier semestre 2023 a contribué à des variations importantes de la juste valeur des instruments financiers, impactant les autres éléments du résultat global. En 2023, les couvertures prises au titre des activités de fourniture d'électricité en France, en Belgique et aux Pays-Bas ainsi que les ventes résultant de la production de certains de nos actifs sur ces mêmes périmètres ont été qualifiés d'instruments de couverture de flux de trésorerie conformément à IFRS 9. Les résultats latents, pour la partie efficace de la couverture, sont désormais, tout comme pour les couvertures liées à nos activités de fourniture de gaz en Europe déjà qualifiées, enregistrés en Autres éléments du résultat global et sont recyclés dans le résultat opérationnel au même moment que les transactions couvertes auxquelles ils se rapportent.

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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	30 juin 2023	31 déc. 2022
Actifs non courants			
Goodwill	10	12 860	12 854
Immobilisations incorporelles nettes	10	7 341	7 364
Immobilisations corporelles nettes	10	56 074	55 488
Autres actifs financiers	11	12 229	10 599
Instruments financiers dérivés	11	13 600	33 134
Actifs de contrats	5	5	9
Participations dans les entreprises mises en équivalence		9 581	9 279
Autres actifs non courants	15	1 630	766
Actifs d'impôt différés		1 892	2 029
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		115 213	131 521
Actifs courants			
Autres actifs financiers	11	2 461	2 394
Instruments financiers dérivés	11	13 937	15 252
Créances commerciales et autres débiteurs	5	19 207	31 310
Actifs de contrats	5	9 329	12 575
Stocks	15	5 413	8 145
Autres actifs courants	15	10 463	18 294
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11	15 716	15 570
Actifs classés comme détenus en vue de la vente		-	428
TOTAL ACTIFS COURANTS		76 527	103 969
TOTAL ACTIF		191 739	235 490

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.

PASSIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	30 juin 2023	31 déc. 2022
Capitaux propres part du Groupe		29 101	34 253
Participations ne donnant pas le contrôle		5 637	5 032
TOTAL CAPITAUX PROPRES		34 738	39 285
Passifs non courants			
Provisions	13	18 998	24 663
Emprunts à long terme	11	31 464	28 083
Instruments financiers dérivés	11	15 486	39 417
Autres passifs financiers	11	86	90
Passifs de contrats	5	86	121
Autres passifs non courants	15	3 567	3 646
Passifs d'impôt différés		6 140	6 408
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		75 828	102 427
Passifs courants			
Provisions	13	12 729	2 365
Emprunts à court terme	11	8 577	12 508
Instruments financiers dérivés	11	16 162	11 859
Fournisseurs et autres créanciers	11	20 827	39 801
Passifs de contrats	5	3 488	3 292
Autres passifs courants	15	19 390	23 583
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente		-	371
TOTAL PASSIFS COURANTS		81 173	93 778
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		191 739	235 490

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 2021	2 435	26 058	5 238	3 767	1 711	(2 017)	(199)	36 994	4 986	41 979
Résultat net			5 012					5 012	52	5 064
Autres éléments du résultat global			1 232		2 958	1 155		5 345	(169)	5 177
RÉSULTAT GLOBAL			6 245	-	2 958	1 155	-	10 357	(116)	10 241
Rémunération sur base d'actions	-	-	25					25	-	25
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾		(394)	(1 689)					(2 082)	(381)	(2 464)
Achat/vente d'actions propres			(43)				8	(34)	-	(34)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée ⁽²⁾			(51)	-				(51)		(51)
Transactions entre actionnaires ⁽³⁾			152					152	70	222
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle			-					-	6	6
Augmentations et réductions de capital								-	15	15
Changements normatifs ⁽⁴⁾			(109)					(109)	(4)	(113)
Autres variations		-	1	-	-			1	1	2
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2022	2 435	25 665	9 768	3 767	4 669	(862)	(191)	45 251	4 576	49 827

(1) L'Assemblée Générale du 21 avril 2022 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 0,85 euro par action au titre de l'exercice 2021. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,09 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2021, 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 27 avril 2022, pour un montant de 2 060 millions d'euros, le dividende de 0,85 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 22 millions d'euros au titre de prime de fidélité.

(2) Cf. Note 12.5 « Titres super-subordonnés » des états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2022.

(3) Concerne principalement la cession d'une partie du portefeuille d'actifs renouvelables aux États-Unis.

(4) Cf. Note 1.1.2 « Contrat SaaS » des états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2022.

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.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	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 2022	2 435	25 667	5 036	3 393	(668)	(1 422)	(189)	34 253	5 032	39 285
Résultat net			(847)	-	-	-		(847)	630	(217)
Autres éléments du résultat global			79	-	(1 002)	93		(831)	219	(612)
RÉSULTAT GLOBAL			(768)	-	(1 002)	93		(1 678)	849	(829)
Rémunération sur base d'actions		-	28					28	-	28
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾		(1 752)	(1 676)					(3 427)	(411)	(3 839)
Achat/vente d'actions propres			(61)	-	-	-	8	(53)	-	(53)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée ⁽²⁾			(46)	-				(46)		(46)
Transactions entre actionnaires			14					14	(20)	(6)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle								-	(10)	(10)
Augmentations et réductions de capital								-	198	198
Changements normatifs			15					15	-	15
Autres variations		-	(5)					(5)	-	(5)
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2023	2 435	23 916	2 538	3 393	(1 670)	(1 330)	(181)	29 101	5 637	34 738

(1) L'Assemblée Générale du 26 avril 2023 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,40 euro par action au titre de l'exercice 2022. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,14 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2022, 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 3 mai 2023, pour un montant de 3 391 millions d'euros, le dividende de 1,40 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 36 millions d'euros au titre de prime de fidélité.

(2) Cf. Note 11.5 « 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 DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	Notes	30 juin 2023	30 juin 2022
RÉSULTAT NET		(217)	5 064
- Résultat net des activités non poursuivies		-	176
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		(217)	4 889
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(540)	(468)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		321	304
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		6 900	1 941
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		97	193
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		435	(3 744)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(61)	(18)
- Charge d'impôt	8	871	1 765
- Résultat financier	9	1 327	2 082
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		9 132	6 944
+ Impôt décaissé		(1 026)	(517)
Variation du besoin en fonds de roulement	15	1 418	640
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		9 524	7 067
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	12
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		9 524	7 079
Investissements corporels et incorporels	10	(3 078)	(2 341)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	3 & 11	88	(9)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 & 11	(73)	(335)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	11	(1 123)	497
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	10	72	94
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	3 & 11	(2)	876
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 & 11	53	347
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	11	3	268
Intérêts reçus d'actifs financiers		(27)	(14)
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		1	(1)
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	3 & 11	(78)	(2 267)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(4 164)	(2 885)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	(3 614)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(4 164)	(6 499)
Dividendes payés ⁽¹⁾		(3 573)	(2 277)
Remboursement de dettes financières		(5 283)	(5 700)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(441)	418
Intérêts financiers versés		(419)	(396)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		252	59
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		137	(151)
Augmentation des dettes financières		3 989	3 843
Augmentation/diminution de capital		197	27
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(57)	(35)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	10	-	300
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(5 199)	(3 911)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	3 748
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(5 199)	(163)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		(16)	493
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		-	(21)
Effet des variations de change et divers		(16)	472
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		146	889
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		-	(125)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		15 570	13 890
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		15 716	14 655

(1) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 46 millions d'euros au 30 juin 2023 (51 millions d'euros au 30 juin 2022).

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	40
Note 2	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE.....	44
Note 3	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE.....	45
Note 4	INFORMATION SECTORIELLE	50
Note 5	VENTES.....	53
Note 6	CHARGES OPERATIONNELLES	55
Note 7	AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES.....	56
Note 8	RÉSULTAT FINANCIER	58
Note 9	IMPÔTS	59
Note 10	GOODWILL ET IMMOBILISATIONS.....	60
Note 11	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	62
Note 12	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	67
Note 13	PROVISIONS.....	72
Note 14	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	75
Note 15	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS.....	76
Note 16	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	77
Note 17	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	82

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 27 juillet 2023, les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe au 30 juin 2023 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 2023, 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 2022, sous réserve des particularités propres à l'établissement des états financiers consolidés condensés intermédiaires décrites ci-après (cf. 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 2022 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-après.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2023

- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* (incluant amendements).
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* et guide d'application pratique de la matérialité : informations à fournir sur les méthodes comptables.
- Amendements IAS 8 – *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* : définition d'estimations comptables.
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat* : impôt différé rattaché à des actifs et passifs issus d'une même transaction.
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat* : Réforme fiscale internationale – Modèle Pilier II ⁽²⁾.

Cette norme et ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

(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>

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

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2023 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* : classification des passifs en courant et non courant ⁽¹⁾.
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : obligation locative découlant d'une cession-bail ⁽¹⁾.
- Amendements IAS 7 – *État des flux de trésorerie* et IFRS 7 – *Instruments financiers : Informations à fournir – Accords de financement des fournisseurs* ⁽¹⁾.

Les analyses des incidences de l'application de ces amendements 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 la guerre en Ukraine, 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. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et d'électricité sur le semestre.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révisé 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 2023 portent principalement sur :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill*, des immobilisations corporelles et incorporelles (cf. Note 7.1 « Pertes de valeur » et Note 10 « Goodwill et immobilisations ») ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers et, dans le contexte actuel, la prise en compte des incertitudes dans les hypothèses clés retenues, notamment la mise à jour des principaux paramètres d'évaluation des instruments dérivés sur matières premières, notamment la réserve *bid ask*, afin de refléter la volatilité des prix sur les matières premières ;
- l'appréciation des pertes de crédit attendues, particulièrement pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres, notamment pour le calcul de la CVA (*Credit Valuation Adjustment*) dans un contexte d'incertitude et de volatilité des prix de marché (cf. Note 12 « Risques liés aux instruments financiers ») ;

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

- l'évaluation des provisions et en particulier des provisions liées au traitement des déchets nucléaires dans le cadre de l'accord signé le 29 juin avec le Gouvernement belge sur la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires, accord devenu liant suite à la signature des compléments d'accords initiaux le 21 juillet 2023. Les estimations portent également sur les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (cf. Note 13 «Provisions»);
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients, dans un contexte de variation des prix des matières premières (cf. Note 5 «Ventes»);
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte, le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (cf. Note 9 «Impôts»).

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 comptabilisation des mesures de soutien octroyées par certains gouvernements, en France et en Roumanie notamment («bouclier tarifaire»), dont l'objectif est de protéger tant le consommateur que le fournisseur de gaz ou d'électricité contre les fortes variations des prix des matières premières (cf. Note 5 «Ventes»);
- 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 (cf. Note 10 «Goodwill et immobilisations»);
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 – *Instruments financiers : présentation* (cf. Note 11 «Instruments financiers»);
- la comptabilisation de contributions dans le secteur de l'énergie en Europe (cf. Note 6 «Charges opérationnelles»).

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants de même que les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour cette classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

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 2023 ne sont pas nécessairement indicatifs de ceux pouvant être attendus pour l'ensemble de l'exercice 2023.

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

2.1 Cessions réalisées au cours du premier semestre 2023

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

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'une centrale thermique - Brésil	75	-
Autres opérations de cession individuellement non significatives	69	122
TOTAL	144	122

Le 31 mai 2023, ENGIE a finalisé la cession complète de sa participation dans la centrale thermique Pampa Sul aux sociétés Grafito Fundo de Investimento em Participações Infraestrutura et Perfin Space X Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura.

Compte tenu du classement de cette participation en «Actifs destinés à être cédés» en 2022 et du paiement différé en 2024 du prix de vente prévu au contrat, cette transaction n'a pas d'impact matériel sur l'endettement financier net du Groupe sur le premier semestre 2023. Le résultat de cession avant impôt s'établit à -47 millions d'euros au 30 juin 2023.

Aucun actif du Groupe n'est classé en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 30 juin 2023.

2.2 Acquisitions réalisées au cours du premier semestre 2023

Les acquisitions réalisées au cours du premier semestre de l'exercice ont une incidence limitée sur l'endettement financier net (0,2 milliard d'euros).

(1) *Develop, Build, Share and Operate*, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés.

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 :

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 490	8 984
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	435	(3 744)
Dotations nettes aux amortissements et autres	2 388	2 206
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	23	21
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	28	14
EBITDA	9 365	7 480
Nucléaire	574	1 089
EBITDA hors Nucléaire	8 791	6 391

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 :

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 490	8 984
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	435	(3 744)
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	28	14
EBIT	6 952	5 253
Nucléaire	239	858
EBIT hors Nucléaire	6 713	4 396

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 :

<i>En millions d'euros</i>	Notes	30 juin 2023	30 juin 2022
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		(847)	5 012
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		-	175
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		(847)	4 837
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		630	52
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		(217)	4 889
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 « RAO »		4 509	248
<i>Pertes de valeur</i>	7.1	(382)	8
<i>Restructurations</i>	7.2	21	48
<i>Effets de périmètre</i>	7.3	83	192
<i>Autres éléments non récurrents</i>	7.4	4 787	-
Autres éléments retraités		225	(1 570)
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	6	435	(3 744)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	8	-	(7)
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés</i>	8	(8)	-
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie</i>	8	11	(29)
<i>Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	8	215	1 146
<i>Autres effets impôts retraités</i>		(455)	1 050
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		28	14
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		4 517	3 566
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		471	319
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		4 045	3 248
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		-	181
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		4 045	3 429

3.4 Capitaux engagés industriels

La réconciliation entre les capitaux engagés industriels et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	30 juin 2023	31 déc. 2022
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	63 415	62 853
(+) Goodwill	12 860	12 854
(-) <i>Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power</i> ⁽¹⁾	(7 245)	(7 241)
(+) Créances IFRS 16 et IFRIC 12	2 638	2 521
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	9 581	9 279
(-) <i>Goodwill International Power</i> ⁽¹⁾	(39)	(40)
(+) Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires ⁽³⁾	7 834	6 626
(+) Marges Initiales ⁽³⁾	1 590	1 741
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	19 207	31 310
(-) <i>Appels de marge</i> ^{(1) (2)}	(4 096)	(5 405)
(+) Stocks	5 413	8 145
(+) Actifs de contrats	9 334	12 584
(+) Autres actifs courants et non courants	12 093	19 060
(+) Impôts différés	(4 248)	(4 379)
(+) <i>Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres</i> ^{(1) (2)}	(295)	(14)
(-) Provisions	(31 728)	(27 027)
(+) <i>Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)</i> ⁽¹⁾	1 012	1 058
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(20 827)	(39 801)
(+) <i>Appels de marge</i> ^{(1) (2)}	3 545	6 351
(-) Passifs de contrats	(3 573)	(3 412)
(-) Autres passifs courants et non courants	(23 029)	(27 279)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	53 441	59 782

- (1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.
- (2) Les appels de marge inclus dans les rubriques « Créances commerciales et autres débiteurs » et « Fournisseurs et autres créanciers » correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.
- (3) Pour rappel, le Groupe a fait évoluer la définition des capitaux engagés industriels au 1^{er} janvier 2023 afin d'y intégrer les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires ainsi que les marges initiales (« Initial Margins ») requises par certaines activités de marché.

3.5 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 2023	30 juin 2022
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 132	6 944
Impôt décaissé	(1 026)	(517)
Variation du besoin en fonds de roulement	1 418	640
Intérêts reçus d'actifs financiers	(27)	(14)
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	1	(1)
Intérêts financiers versés	(419)	(396)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	252	59
Nucléaire - dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible	192	66
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(441)	418
(+) <i>Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres</i>	441	(407)
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	9 523	6 793

3.6 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 :

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022
Investissements corporels et incorporels	3 078	2 341
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(88)	2
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	12	1
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	73	342
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 123	(497)
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	78	2 267
(+) Autres	(3)	(27)
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO ⁽²⁾	-	(256)
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom	(1 102)	(904)
(+) Variation de périmètre - Acquisitions ⁽¹⁾	139	
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	3 311	3 270
(-) Investissements de maintenance	(1 023)	(1 039)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	2 288	2 231

(1) Les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. L'impact au 30 juin 2022 est non significatif.

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

3.7 Endettement financier net

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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	30 juin 2023	31 déc. 2022
(+) Emprunts à long terme	11.2 & 11.3	31 464	28 083
(+) Emprunts à court terme	11.2 & 11.3	8 577	12 508
(+) Instruments financiers passifs	11.4	31 648	51 276
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		(30 936)	(50 542)
(-) Autres actifs financiers	11.1	(14 690)	(12 992)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		6 794	6 720
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		2 014	1 495
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		4 050	3 394
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	11.1	(15 716)	(15 570)
(-) Instruments financiers actifs	11.4	(27 537)	(48 386)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		27 287	48 067
ENDETTEMENT FINANCIER NET		22 956	24 054

3.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Notes	30 juin 2023	31 déc. 2022
ENDETTEMENT FINANCIER NET	11.3	22 956	24 054
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et démantèlement des installations nucléaires	13	23 558	19 017
Autres passifs nucléaires ⁽¹⁾	13	813	-
Provisions pour démantèlement des installations hors nucléaires	13	1 303	1 330
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites		469	452
<i>(-) Sociétés régulées d'infrastructures</i>		346	272
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement		(208)	(208)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages		3 573	3 704
<i>(-) Sociétés régulées d'infrastructures</i>		(2 316)	(2 392)
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés		(783)	(812)
<i>(-) Sociétés régulées d'infrastructures</i>		451	490
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créances Electrabel envers EDF ⁽¹⁾	13	(8 804)	(7 098)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		41 357	38 808

(1) Suite aux accords avec le gouvernement belge sur la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires, la dette nette économique intègre désormais l'ensemble des passifs nucléaires existants, y compris les dettes et créances comptabilisées jusqu'alors en besoin en fonds de roulement. L'impact sur l'indicateur au 31 décembre 2022 aurait été une augmentation de la dette nette économique de l'ordre de 556 millions d'euros.

NOTE 4 INFORMATION SECTORIELLE

4.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

ENGIE est organisé autour de :

- quatre *Global Business Units* (GBUs) représentant les quatre métiers clés du Groupe : GBU Renouvelables, GBU Infrastructures, GBU *Energy Solutions*, et GBU *FlexGen & Retail* ;
- deux entités opérationnelles métier : Nucléaire et Goba Energy Management & Sales («GEMS») ;
- et un ensemble Autres regroupant principalement les fonctions *Corporate* et certaines *Holdings*.

L'organisation est décrite dans la Note 6 «Information sectorielle» des états financiers consolidés au 31 décembre 2022.

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités sous-jacentes à l'organisation en GBUs.

4.2 Indicateurs clés par secteur reportable

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	30 juin 2023			30 juin 2022 ⁽¹⁾		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renouvelables	2 899	91	2 990	2 485	67	2 552
Infrastructures	3 661	503	4 164	3 650	465	4 115
<i>Energy Solutions</i>	5 779	195	5 974	5 546	141	5 687
<i>FlexGen</i>	2 724	1 332	4 056	3 222	565	3 787
<i>Retail</i>	10 363	358	10 721	8 169	795	8 964
Nucléaire	63	1 519	1 582	(23)	1 200	1 177
Autres	21 540	(3 783)	17 757	20 118	(346)	19 772
<i>Dont GEMS</i>	21 492	(3 801)	17 691	20 063	(360)	19 704
Élimination des transactions internes		(216)	(216)		(2 887)	(2 887)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	47 028	-	47 028	43 167	-	43 167

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités *Energy Solutions* vers Autres.

EBITDA

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022 ⁽¹⁾
Renouvelables	1 513	1 101
Infrastructures	2 292	2 382
<i>Energy Solutions</i>	372	444
<i>FlexGen</i>	969	891
<i>Retail</i>	614	553
Autres	3 029	1 020
<i>Dont GEMS</i>	3 260	1 161
TOTAL EBITDA hors Nucléaire	8 790	6 391
Nucléaire	574	1 089
TOTAL EBITDA	9 364	7 480

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités *Energy Solutions* vers Autres.

EBIT

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022 ⁽¹⁾
Renouvelables	1 192	828
Infrastructures	1 358	1 471
Energy Solutions	132	228
FlexGen	761	667
Retail	489	422
Autres	2 781	779
Dont GEMS	3 142	1 062
TOTAL EBIT hors Nucléaire	6 713	4 396
Nucléaire	239	858
TOTAL EBIT	6 952	5 253

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités Energy Solutions vers Autres.

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022 ⁽¹⁾
Renouvelables	135	92
Infrastructures	212	149
Energy Solutions	16	44
FlexGen	157	175
Retail	-	-
Nucléaire	-	-
Autres	20	7
Dont GEMS	15	1
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	540	468

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités Energy Solutions vers Autres.

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 232 millions d'euros et 308 millions d'euros au 30 juin 2023 (contre 170 millions d'euros et 298 millions d'euros au 30 juin 2022).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	30 juin 2023	31 déc. 2022
Renouvelables	17 690	16 588
Infrastructures	24 919	25 221
Energy Solutions	7 539	7 575
FlexGen	8 193	8 091
Retail	1 770	1 023
Nucléaire	(13 991)	(9 855)
Autres	7 321	11 139
Dont GEMS	5 100	9 060
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	53 441	59 782

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022 ⁽¹⁾⁽²⁾
Renouvelables	1 378	1 378
Infrastructures	865	1 019
Energy Solutions	388	311
FlexGen	309	134
Retail	112	137
Nucléaire	98	153
Autres	160	139
Dont GEMS	81	65
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	3 311	3 270

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités Energy Solutions vers Autres.

(2) Les investissements corporels, incorporel et financiers (CAPEX) incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. L'impact au 30 juin 2022 est non significatif.

CAPEX DE CROISSANCE

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022 ⁽¹⁾⁽²⁾
Renouvelables	1 336	1 339
Infrastructures	327	505
Energy Solutions	317	240
FlexGen	186	27
Retail	76	93
Nucléaire	7	-
Autres	39	26
Dont GEMS	37	12
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	2 288	2 231

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités Energy Solutions vers Autres.

(2) Les investissements de croissance incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. L'impact au 30 juin 2022 est non significatif.

4.3 Indicateurs clés par zone de commercialisation / d'implantation

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	30 juin 2023	30 juin 2022	30 juin 2023	31 déc. 2022
France	20 632	14 327	30 827	33 912
Belgique	5 903	5 277	(11 473)	(7 575)
Autres Union européenne	10 151	10 979	8 853	9 261
Autres pays d'Europe	2 543	2 045	1 650	1 610
Amérique du Nord	2 513	2 733	7 667	7 264
Asie, Moyen-Orient et Océanie	2 797	5 442	3 669	3 667
Amérique du Sud	2 368	2 251	11 718	11 095
Afrique	121	114	529	548
TOTAL	47 028	43 167	53 441	59 782

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 de la norme IFRS 15 (cf. Note 7 «Ventes» des états financiers consolidés au 31 décembre 2022).

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

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 2023
Renouvelables	-	2 676	53	121	49	2 899
Infrastructures	67	3	3 272	210	109	3 661
<i>Energy Solutions</i>	140	2 573	45	2 982	39	5 779
<i>FlexGen</i>	55	2 281	135	196	57	2 724
<i>Retail</i>	4 880	3 627	230	483	1 143	10 363
Nucléaire	-	3	3	12	45	63
Autres	8 160	10 549	191	72	2 568	21 540
<i>Dont GEMS</i>	8 160	10 549	191	24	2 568	21 492
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	13 302	21 711	3 930	4 075	4 010	47 028

La variation importante des prix du gaz naturel et de l'électricité a conduit certains gouvernements à introduire un dispositif de «bouclier tarifaire» sur le gaz naturel et l'électricité, notamment en France et en Roumanie. Le chiffre d'affaires dans la colonne «Autres» («Chiffre d'affaires hors IFRS 15») de *Retail* comprend toujours l'effet de ces dispositifs dont celui introduit par le Gouvernement français pour le gaz naturel qui s'est terminé le 30 juin 2023.

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 2022
Renouvelables	-	2 265	43	121	56	2 485
Infrastructures	115	1	3 179	214	141	3 650
<i>Energy Solutions</i>	74	2 542	43	2 857	29	5 546
<i>FlexGen</i>	182	2 434	215	235	156	3 222
<i>Retail</i>	4 442	2 418	37	493	779	8 169
Nucléaire	-	3	4	14	(45)	(23)
Autres	9 437	9 420	95	77	1 089	20 118
<i>Dont GEMS</i>	9 437	9 420	95	22	1 089	20 063
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	14 250	19 083	3 617	4 011	2 205	43 167

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

5.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	31 déc. 2022
Créances commerciales et autres débiteurs	19 207	31 310
<i>Dont IFRS 15</i>	7 503	7 587
<i>Dont non-IFRS15</i>	11 705	23 723
Actifs de contrats	9 334	12 584
<i>Produits à recevoir et factures à établir</i>	6 696	9 513
<i>Gaz et électricité en compteur ⁽¹⁾</i>	2 638	3 071

(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 dits «gaz et électricité en compteur». La forte baisse des créances et actifs de contrats résulte de la baisse des prix de l'énergie par rapport au 31 décembre 2022.

5.2.2 Passifs de contrats

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023			31 déc. 2022		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	86	3 488	3 573	121	3 292	3 412
<i>Avances et acomptes reçus</i>	13	2 441	2 454	53	2 201	2 253
<i>Produits constatés d'avance</i>	73	1 046	1 119	68	1 091	1 159

NOTE 6 CHARGES OPERATIONNELLES

6.1 Achats et dérivés à caractère opérationnel

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading ⁽¹⁾	(29 976)	(24 623)
Achats de services et autres ⁽²⁾	(3 199)	(3 062)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	(33 175)	(27 685)

(1) Dont une charge nette au 30 juin 2023 de 435 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre un produit net de 3 744 millions d'euros au 30 juin 2022), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie.

(2) Dont 40 millions d'euros (contre 27 millions d'euros au 30 juin 2022) de charges de location non incluses dans la dette de location IFRS 16.

L'augmentation des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement liée aux variations des prix des matières premières sur la période.

6.2 Impôts et taxes

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022
IMPÔTS ET TAXES	(1 948)	(1 520)

Les charges opérationnelles du premier semestre 2023 comprennent la taxe nucléaire belge et le plafonnement de la rente inframarginale de la production d'électricité d'un montant total de 746 millions d'euros (environ 300 millions d'euros pour la taxe nucléaire uniquement au 30 juin 2022, compte tenu du début de l'application du mécanisme de plafonnement de la rente au second semestre 2022). Par ailleurs, en 2022, le Groupe avait comptabilisé une charge au titre de la taxe exceptionnelle sur le secteur énergétique décidée par les autorités italiennes (308 millions d'euros).

NOTE 7 AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

7.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	30 juin 2023	30 juin 2022
Pertes de valeur :			
<i>Goodwill</i>	10	-	-
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	10	-	(14)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(5)	(9)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS		(5)	(23)
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		386	15
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR		386	15
TOTAL		382	(8)

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 (cf. Note 10 «*Goodwill et Immobilisations*»).

7.1.1 Pertes de valeur comptabilisées au cours du premier semestre

Les reprises nettes de pertes de valeur comptabilisées au 30 juin 2023 s'élèvent à 382 millions d'euros.

Au terme de la procédure de révision initiée par la Commission des provisions nucléaires (CPN) en septembre 2022, le scénario industriel et l'ensemble des hypothèses techniques et financières ont été approuvées le 7 juillet 2023. Il en résulte une diminution de la provision pour démantèlement à hauteur de 646 millions d'euros (cf. Note 13 «*Provisions*»), en contrepartie d'une diminution des actifs de démantèlement. Compte tenu des pertes de valeur comptabilisées sur certains de ces actifs au terme de l'exercice précédent, une reprise de perte de valeur a été actée à concurrence de 400 millions d'euros.

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2022 s'élevaient à 8 millions d'euros et portaient sur des actifs isolés non significatifs pris individuellement.

7.2 Restructurations

Les charges de restructurations d'un montant total de 21 millions d'euros au 30 juin 2023 (contre 48 millions d'euros au 30 juin 2022) comprennent essentiellement des frais de personnel et autres charges de restructuration.

7.3 Effets de périmètre

Au 30 juin 2023, les effets de périmètre s'élèvent à -83 millions d'euros et se rapportent principalement à la cession d'une centrale thermique au Brésil pour -47 millions d'euros.

Au 30 juin 2022, les effets de périmètre s'élevaient à -192 millions d'euros et comprenaient principalement :

- un résultat de -111 millions d'euros lié à la cession d'activités *Energy Solutions* en Afrique et en France ;
- un résultat de -107 millions d'euros lié à la variation de la valeur du dérivé incorporé de l'obligation échangeable en actions GTT ;
- un résultat de 74 millions d'euros lié à la cession de 9% du capital de GTT ;
- et diverses cessions non significatives individuellement.

7.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents s'élèvent à -4 787 millions d'euros au 30 juin 2023 (aucun impact au 30 juin 2022) et intègrent, pour -4 750 millions d'euros, les effets de la révision des provisions nucléaires pour tenir compte de l'accord intervenu avec le gouvernement belge le 29 juin 2023, devenu liant suite à la signature des compléments aux accords initiaux le 21 juillet 2023 (cf. Note 13 «Provisions»). Ce montant comprend le complément de provisions constitué au titre de l'accord (5,1 milliards d'euros) ainsi que les effets de la reconnaissance de la créance relative à la part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales (0,4 milliard d'euros).

NOTE 8 RÉSULTAT FINANCIER

<i>En millions d'euros</i>	Charges	Produits	30 juin 2023	Charges	Produits	30 juin 2022
<i>Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures</i>	(840)	-	(840)	(549)	-	(549)
<i>Coût des dettes de location</i>	(45)	-	(45)	(27)	-	(27)
<i>Résultat de change sur dettes financières et couvertures</i>	(29)	-	(29)	(18)	-	(18)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	-	-	-	-	7	7
<i>Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie</i>	-	236	236	-	55	55
<i>Coûts d'emprunts capitalisés</i>	121	-	121	34	-	34
Coût de la dette	(793)	236	(558)	(560)	61	(499)
<i>Résultat sur opérations de refinancement anticipé</i>	-	8	8	-	-	-
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	-	8	8	-	-	-
<i>Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme</i>	(80)	-	(80)	(44)	-	(44)
<i>Désactualisation des autres provisions à long terme</i>	(329)	-	(329)	(322)	-	(322)
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers</i>	(14)	-	(14)	14	-	14
<i>Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	(227)	-	(227)	(1 149)	-	(1 149)
<i>Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti</i>	-	31	31	-	15	15
<i>Autres</i>	(362)	204	(158)	(281)	183	(98)
Autres produits et charges financiers	(1 012)	235	(778)	(1 781)	198	(1 584)
RÉSULTAT FINANCIER	(1 806)	479	(1 327)	(2 341)	259	(2 082)

Le coût de la dette est en hausse par rapport au 30 juin 2022, principalement en raison de la hausse des taux.

Au 30 juin 2023, le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de -227 millions d'euros comprend principalement le résultat des obligations et des OPCVM détenus par Synatom pour -216 millions d'euros (-1 149 millions d'euros au 30 juin 2022, dont -987 millions d'euros liés à la dépréciation du prêt accordé à Nord Stream 2).

NOTE 9 IMPÔTS

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	30 juin 2022
Résultat net (A)	(217)	5 064
Charge totale d'impôt sur les bénéfices comptabilisée en résultat (B)	(871)	(1 765)
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence y compris pertes de valeurs sur entreprises mises en équivalence (C)	536	459
Résultat net des activités non poursuivies (D)	-	176
RÉSULTAT AVANT IMPÔT ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE (A)-(B)-(C)=(D)	118	6 194
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT (B)/(D)	737,1%	28,5%

Le taux effectif d'impôt de 737,1% au 30 juin 2023 est principalement affecté par les pertes non fiscalisées en Belgique principalement dues aux provisions nucléaires.

Le taux effectif d'impôt de 28,5% au 30 juin 2022 s'expliquait par les éléments suivants :

- la plus-value de cession non taxable sur les titres GTT réalisée en 2022 ;
- l'effet des différentiels de taux d'imposition entre pays ;
- l'effet de la non-déductibilité de la contribution fiscale extraordinaire votée en Italie en 2022 ;
- les pertes non fiscalisées sur instruments financiers, notamment en Belgique, partiellement compensées par les gains non taxés dans d'autres géographies.

Le Groupe n'a pas enregistré d'impacts significatifs au titre de la mise à jour des prévisions de moyen et long terme sous-tendant la valeur recouvrable des actifs d'impôt différé.

S'agissant de la future mise en œuvre des règles issues du Pilier 2 de l'OCDE, le Groupe n'a pas d'activités significatives dans les pays où un impôt minimum pourrait être dû, et n'attend donc de cette réforme qu'un faible impact sur sa charge d'impôt.

NOTE 10 GOODWILL ET IMMOBILISATIONS

<i>En millions d'euros</i>	Goodwill	Immobilisations incorporelles	Immobilisations corporelles
VALEUR BRUTE			
Au 31 décembre 2022	23 605	20 410	117 831
Acquisitions et constructions d'immobilisations	-	551	2 703
Cessions d'immobilisations et mises au rebut	-	(144)	(785)
Variations de périmètre	21	4	(10)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(3)
Autres variations	(20)	(8)	(674)
Écarts de conversion	4	23	20
AU 30 JUIN 2023	23 611	20 836	119 082
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR			
Au 31 décembre 2022	(10 751)	(13 046)	(62 343)
Dotations aux amortissements	-	(534)	(1 855)
Pertes de valeur	-	(1)	378
Cessions d'immobilisations et mises au rebut	-	80	767
Variations de périmètre	-	1	10
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	-
Autres variations	-	1	23
Écarts de conversion	-	4	12
AU 30 JUIN 2023	(10 751)	(13 495)	(63 008)
VALEUR NETTE COMPTABLE			
Au 31 décembre 2022	12 854	7 364	55 488
AU 30 JUIN 2023	12 860	7 341	56 074

Au premier semestre 2023, l'augmentation nette des «Goodwill», «Immobilisations corporelles» et «Immobilisations incorporelles» s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 3 009 millions d'euros, qui concernent principalement des constructions et développements de parcs éoliens et champs solaires aux États-Unis, en France, au Chili et au Brésil, ainsi que des extensions et maintenances de réseaux de transport et de distribution principalement dans le secteur Infrastructures France ainsi que des investissements dans la GBU *Energy Solutions* en France et aux États-Unis ;
- des nouveaux droits d'usage pour un total de 246 millions d'euros ;
- des effets de change positifs pour 63 millions d'euros, liés principalement à l'appréciation du real brésilien (227 millions d'euros), du peso mexicain (59 millions d'euros) et de la livre sterling (57 millions d'euros), dont l'effet a été partiellement compensé par la dépréciation du dollar américain (-242 millions d'euros) ;

partiellement compensée par :

- des dotations aux amortissements pour un total de -2 388 millions d'euros ;
- une diminution des actifs de démantèlement pour -646 millions d'euros suite à l'adoption du scénario industriel et de l'ensemble des hypothèses techniques et financières qui ont été approuvées par la Commission des provisions nucléaires (CPN) le 7 juillet 2023 au terme de la procédure de révision initiée en septembre 2022. Cette diminution est partiellement compensée par une reprise de perte de valeur de 400 millions d'euros sur certains de ces actifs (cf. Note 7.1 «Pertes de valeur») ;
- et une diminution de l'actif de démantèlement portant sur les droits de tirage de deux installations nucléaires en France pour -82 millions d'euros.

Les *goodwill* du Groupe font l'objet d'un test de valeur au moins une fois par an mais également en cas d'indice de perte de valeur.

Sur le premier semestre de l'exercice, le Groupe n'a pas relevé de risque de dépréciation des *goodwill*.

Le 29 juin 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé un accord intermédiaire précisant les modalités de l'extension des unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3. Cet accord prévoit également la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE, alignant les intérêts entre les deux parties et assurant la pérennité de leurs engagements. Le modèle économique de l'extension est construit sur base d'une répartition équilibrée des risques à travers notamment un mécanisme de Contrat pour Différence garantissant la valeur des investissements de prolongation avec un intéressement limité de l'opérateur industriel à une bonne performance technique et économique des installations. Cet accord est devenu liant suite à la signature des compléments aux accords initiaux le 21 juillet 2023 (cf. Note 13 «Provisions»). Ces accords n'ont pas d'impact significatif sur la valeur recouvrable des actifs prolongés.

NOTE 11 INSTRUMENTS FINANCIERS

11.1 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 :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2023			31 déc. 2022		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	11.1	12 229	2 461	14 690	10 599	2 394	12 992
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>		1 747	-	1 747	1 217	-	1 217
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>		267	-	267	278	-	278
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>		1 579	49	1 629	2 128	290	2 418
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>		2 668	728	3 396	1 178	568	1 745
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>		5 968	1 684	7 652	5 798	1 537	7 334
Créances commerciales et autres débiteurs	5.2	-	19 207	19 207	-	31 310	31 310
Actifs de contrats	5.2	5	9 329	9 334	9	12 575	12 584
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	15 716	15 716	-	15 570	15 570
Instruments financiers dérivés	11.4	13 600	13 937	27 537	33 134	15 252	48 386
TOTAL		25 834	60 650	86 484	43 741	77 102	120 843

11.1.1 Autres actifs financiers

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur entre le 31 décembre 2022 et le 30 juin 2023 est présentée ci-après :

Instruments de capitaux propres à la juste valeur

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DECEMBRE 2022	1 217	278	1 495
Acquisitions	548	13	561
Cessions	(75)	(3)	(77)
Variations de juste valeur	62	(14)	48
Variations de périmètre, change et divers	(5)	(9)	(14)
AU 30 JUIN 2023	1 747	267	2 014
Dividendes	-	1	1

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 1 491 millions d'euros d'instruments cotés et 523 millions d'euros d'instruments non cotés (respectivement 875 et 620 millions d'euros au 31 décembre 2022). La variation de juste valeur comprend notamment l'impact de la dépréciation sur la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG, dont la valeur a été ramenée à zéro au 30 juin 2023 (90 millions au 31 décembre 2022).

Instruments de dette à la juste valeur

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DECEMBRE 2022	2 418	-	977	769	4 163
Acquisitions	1 800	-	2 543	301	4 644
Cessions	(2 558)	(5)	(1 151)	(100)	(3 814)
Variations de juste valeur	(31)	-	52	5	26
Variations de périmètre, change et divers	-	5	-	-	5
AU 30 JUIN 2023	1 629	-	2 421	975	5 025

Les instruments de dette à la juste valeur au 30 juin 2023 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 4 003 millions d'euros (cf. Note 13.2.3 «Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées»), et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 975 millions d'euros (respectivement 3 350 millions d'euros et 769 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Prêts et créances au coût amorti

Les prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti comprennent la trésorerie des instruments de dette de Synatom en attente de placement pour 2 274 millions d'euros (2 270 millions d'euros au 31 décembre 2022) (cf. Note 13.2.3 «Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées»).

11.1.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Le poste «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 15 716 millions d'euros au 30 juin 2023 contre 15 570 millions d'euros au 31 décembre 2022. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (43%), de dépôts à terme et comptes courants à moins d'un mois (42%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (15%).

Ce poste comprend notamment les fonds levés dans le cadre de l'émission des «obligations vertes» (cf. chapitre 5 du Document d'enregistrement universel 2022) et non encore alloués à des projets éligibles.

Le résultat enregistré sur le poste «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 30 juin 2023 s'établit à 221 millions d'euros contre 58 millions d'euros au 30 juin 2022.

11.2 Passifs financiers

Les différents passifs financiers au 30 juin 2023 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2023			31 déc. 2022		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	11.3	31 464	8 577	40 041	28 083	12 508	40 591
Fournisseurs et autres créanciers		-	20 827	20 827	-	39 801	39 801
Passifs de contrats	5.2	86	3 488	3 573	121	3 292	3 412
Instruments financiers dérivés	11.4	15 486	16 162	31 648	39 417	11 859	51 276
Autres passifs financiers		86	-	86	90	-	90
TOTAL		47 122	49 054	96 176	67 711	67 460	135 171

11.3 Endettement financier net

11.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros		30 juin 2023			31 déc. 2022		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	24 103	966	25 069	21 007	2 550	23 557
	Emprunts bancaires	4 901	598	5 498	4 679	797	5 476
	Titres négociables à court terme	-	5 271	5 271	-	7 386	7 386
	Dettes de location	2 533	378	2 911	2 482	393	2 875
	Autres emprunts ⁽¹⁾	(72)	669	597	(85)	768	682
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	696	696	-	615	615
	TOTAL EMPRUNTS	31 464	8 577	40 041	28 083	12 508	40 591
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net ⁽²⁾	(318)	(1 515)	(1 833)	(249)	(1 133)	(1 383)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(15 716)	(15 716)	-	(15 570)	(15 570)
Instruments financiers	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette ⁽³⁾	365	98	463	394	22	416
	ENDETTEMENT FINANCIER NET	31 511	(8 555)	22 956	28 228	(4 174)	24 054

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes pour -200 millions d'euros dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 296 millions d'euros, et l'impact du coût amorti pour 176 millions d'euros (contre respectivement -200, 364, et 144 millions d'euros au 31 décembre 2022).

(2) Comprend notamment les actifs liés au financement pour 96 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 975 millions d'euros et les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 762 millions d'euros (contre respectivement 67, 769 et 547 millions d'euros au 31 décembre 2022).

(3) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette, ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 30 juin 2023 à 34 977 millions d'euros, pour une valeur comptable de 37 092 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 8 «Résultat financier».

11.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours du premier semestre 2023, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de +96 millions d'euros, dont +159 millions d'euros sur le real brésilien et -63 millions d'euros sur le dollar américain.

Les variations de périmètre du premier semestre 2023 sont sans incidence significative sur l'endettement net.

11.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours du premier semestre 2023 :

ENGIE SA :

- le 11 janvier 2023, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte d'un montant total de 2 750 millions d'euros :
 - une tranche de 1 000 millions d'euros, portant un coupon de 3,625%, et arrivant à échéance le 11 janvier 2030,

- une tranche de 1 000 millions d'euros, portant un coupon de 4%, et arrivant à échéance le 11 janvier 2035, augmentée de 75 millions d'euros le 2 juin 2023 et de 100 millions d'euros le 6 juin 2023,
- une tranche de 750 millions d'euros, portant un coupon de 4,25%, et arrivant à échéance le 11 janvier 2043,
- le 1^{er} février 2023, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 742 millions d'euros, portant un coupon de 3% ;
- le 28 février 2023, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire vert de 500 millions d'euros, portant un coupon de 0,375% ;
- le 3 avril 2023, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte de 650 millions de livres sterling (757 millions d'euros), arrivant à échéance le 3 avril 2053, portant un coupon de 5,625% ;

Autres entités du Groupe :

- le 24 juin 2023, ENGIE Alliance a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 1 000 millions d'euros, portant un coupon de 5,75%.

11.4 Instruments financiers dérivés

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

En millions d'euros	30 juin 2023						31 déc. 2022					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total									
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	212	38	249	576	136	712	226	92	319	620	114	735
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	11 691	13 870	25 561	13 208	15 930	29 138	30 932	15 076	46 008	37 210	11 698	48 907
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	1 698	29	1 727	1 701	96	1 797	1 975	84	2 059	1 587	47	1 634
TOTAL	13 600	13 937	27 537	15 486	16 162	31 648	33 134	15 252	48 386	39 417	11 859	51 276

(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.

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 importants au bilan en 2023 de l'ordre de 11,8 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 collatéralisation (appels de marge).

Le solde des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières est en baisse par rapport au 31 décembre 2022, en raison de la diminution du prix des matières premières sur le premier semestre 2023. Ces dérivés ont pour échéance principalement 2023 et 2024. Cette juste valeur intègre les paramètres de marché au 30 juin 2023, notamment la réserve «bid ask», dont la mise à jour a eu pour effet de refléter la volatilité des prix des matières premières observés sur les marchés. Sur les principaux marchés où le Groupe opère (Europe, États-Unis, Singapour), une variation de 10% à la hausse ou à la baisse de ces paramètres de marché (dont l'écart «bid ask») impacterait la juste valeur des dérivés concernés à hauteur de respectivement de -105 millions d'euros (hausse) et +105 millions d'euros (baisse).

11.4.1 Classification des instruments financiers et juste valeur par niveau

Au cours du premier semestre 2023, 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.

11.5 Titres super-subordonnés

Le Groupe a mis en paiement des coupons d'intérêts pour un montant de 46 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 (cf. «*État des variations des capitaux propres*»).

NOTE 12 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» du Document d'enregistrement universel 2022.

12.1 Risques de marché

12.1.1 Risques de marché sur matières premières

12.1.1.1 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 2023 sont présentées dans le tableau ci-après. Compte tenu de la volatilité significative du prix des matières premières depuis 2022, impactant plus particulièrement la zone européenne, les hypothèses de prix pour le gaz naturel et l'électricité en Europe ont été revues à la hausse l'an dernier. Ces sensibilités continuent à être établies dans un contexte d'incertitude.

Ces nouvelles 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, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des éléments couverts sous-jacents (contrats d'achat et de vente de matières premières), non comptabilisés en juste valeur.

Analyse de sensibilité ⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	30 juin 2023		31 déc. 2022	
		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	-	56	-	81
Gaz naturel - Europe ⁽²⁾	-10 €/MWh	(519)	(1 132)	(700)	(1 237)
Gaz naturel - Europe ⁽²⁾	+10 €/MWh	520	1 132	700	1 237
Gaz naturel - Reste du monde	+3 €/MWh	71	178	29	206
Electricité - Europe ⁽²⁾	-20 €/MWh	(270)	417	(51)	245
Electricité - Europe ⁽²⁾	+20 €/MWh	270	(417)	51	(245)
Electricité - Reste du monde	+5 €/MWh	(192)	-	(122)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	19	13	24	1
EUR/USD	+10%	54	(184)	36	(186)
EUR/GBP	+10%	47	(21)	(17)	(34)

(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*.

(2) À noter que pour juin 2023 et par rapport aux sensibilités présentées, des variations de prix plus extrêmes à la hausse, bien que difficilement quantifiables, pourraient intervenir en fonction de l'évolution de la situation économique ou politique. Par exemple, un changement de prix à la hausse de 50€/MWh pour le gaz naturel et 100€/MWh pour l'électricité impacterait les sensibilités de l'ordre de +8,2 milliards d'euros et -0,8 milliard d'euros, respectivement sur le gaz naturel et l'électricité.

La baisse en 2023 des prix de marché des matières premières a contribué à des variations importantes de la juste valeur de nos instruments financiers, impactant le compte de résultat (cf. Note 6 «Charges opérationnelles») ainsi que les autres éléments du résultat global du Groupe (cf. «Etat du résultat global»).

Les capitaux propres sont sensibles à la variation des prix de l'électricité en Europe compte tenu de l'application, depuis 2023, de la comptabilité de couverture de flux de trésorerie à certaines couvertures d'approvisionnements au sein des activités de commercialisation en France, Belgique et Pays-Bas ainsi que la couverture de certains de nos actifs de production sur ces mêmes périmètres. L'extension attendue de cette pratique à d'autres stratégies de couverture devrait contribuer à réduire à l'avenir la sensibilité sur le résultat avant impôts.

12.1.1.2 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 2023	2023 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2023 ⁽²⁾	Minimum 2023 ⁽²⁾	2022 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	12	21	42	6	33

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2023.

Les limites de VaR sont fixées dans le cadre d'une gouvernance Groupe, qui a été renforcée depuis le début de la crise pour tenir compte d'un contexte de marchés extrêmement volatils. Le minimum et le maximum, en 2023, sont à comparer respectivement à 6 millions d'euros et à 143 millions d'euros en 2022.

Le suivi permanent des risques de marché et l'application stricte de ces mesures ont permis au Groupe de réaliser ses activités de trading de manière encadrée au cours de l'exercice.

12.1.2 Risque de change et de taux d'intérêt

12.1.2.1 Risque de change

L'analyse de sensibilité du résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

En millions d'euros	30 juin 2023			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+10% ⁽¹⁾	-10% ⁽¹⁾	+10% ⁽¹⁾	-10% ⁽¹⁾
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière ⁽²⁾	20	(20)	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net ⁽³⁾	NA	NA	411	(411)

(1) +(-)10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro.

(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net.

(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse de l'investissement net en devises couvert.

12.1.2.2 Risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

En millions d'euros	30 juin 2023			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(5)	5	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	(18)	19	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	256	(331)

Dans le cadre de la réforme des taux d'intérêts de référence, le Groupe avait référencé l'intégralité des nouveaux contrats de financements libellés en USD sur l'indice SOFR en 2022, et a aligné ses contrats de financements et de dérivés existants au cours du premier semestre 2023, suite à l'arrêt de publication du Libor US au 30 juin 2023.

Par ailleurs, aucun impact n'est attendu par le Groupe dans le cadre de cette transition.

12.2 Risque de contrepartie

12.2.1 Risque de contrepartie lié à l'utilisation d'instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie est inhérent à la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie est dès lors pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

La volatilité significative des prix des matières premières n'a pas significativement modifié l'exposition du Groupe en raison de la qualité de crédit de ses contreparties.

12.2.2 Pertes de valeurs attendues sur créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat et sur prêts et créances au coût amorti

Dans un contexte de détérioration de l'environnement économique mondial, de prix de l'énergie atteignant des niveaux historiquement élevés et d'une guerre en Ukraine qui perdure, le Groupe a maintenu tout au long de l'exercice le suivi des encaissements et a renforcé le suivi du risque de défaillance dans ses activités BtoB, BtoC et Energy Management.

Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

En millions d'euros	30 juin 2023			31 déc. 2022		
	Brut ⁽¹⁾	Pertes de valeur attendues	Net	Brut ⁽¹⁾	Pertes de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	17 188	(2 043)	15 146	27 979	(1 975)	26 004
Actifs de contrats	9 391	(57)	9 334	12 632	(48)	12 584
TOTAL	26 580	(2 100)	24 480	40 610	(2 023)	38 588

(1) Le total des encours (hors appels de marge) comprend également certains éléments (notamment la TVA) non sujets au risque de crédit.

Au 30 juin 2023, le Groupe n'a pas reconnu de pertes de valeur attendues significatives au compte de résultat.

Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	30 juin 2023	31 déc. 2022
Brut ⁽¹⁾	7 780	7 591
Pertes de valeur attendues	(1 305)	(1 291)
TOTAL	6 475	6 300

(1) Le total des encours (hors appels de marge et impacts du coût amorti) comprend également certains éléments (notamment la TVA) non sujets au risque de crédit.

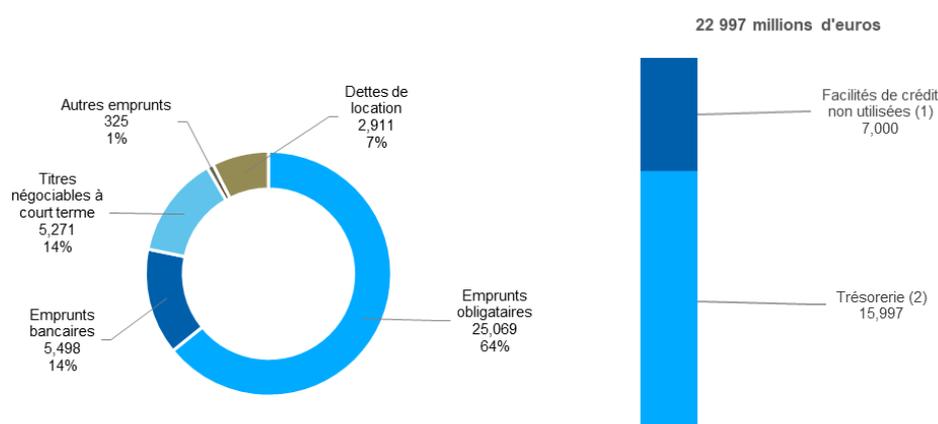
Pour rappel, le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 a fait l'objet, en 2022, d'une dépréciation pour un montant total de -987 millions d'euros (y compris intérêts capitalisés).

12.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de liquidité. 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. Compte tenu de la volatilité actuelle des marchés, ces appels de marge peuvent produire des effets temporels significatifs sur la position de trésorerie du Groupe. Dans le cadre de son dispositif de pilotage et de suivi du risque de liquidité, le Groupe a fait émettre davantage de lettres de crédit et a également eu recours à des swaps de liquidité pour maîtriser ces impacts sur sa trésorerie.

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 15 716 millions d'euros, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net pour 975 millions d'euros, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie pour 694 millions d'euros, dont 76% placés en zone euro.

12.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

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

<i>En millions d'euros</i>	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 30 juin 2023	Total au 31 déc. 2022
Emprunts obligataires	227	928	1 532	2 354	2 506	17 522	25 069	23 557
Emprunts bancaires	223	577	473	247	549	3 429	5 498	5 476
Titres négociables à court terme	5 205	65					5 271	7 386
Dettes de location	258	114	439	300	262	1 785	2 911	2 875
Autres emprunts	8	14	11	9	4	279	325	374
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	696	-					696	615

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à un an.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 30 juin 2023, le Groupe en tant que preneur est potentiellement exposé à des sorties de trésorerie futures non prises en compte lors de l'évaluation des passifs locatifs à hauteur de 1 198 millions d'euros (dont environ 79% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2027). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet (essentiellement des locations immobilières et de méthanières).

De plus, le Groupe est également exposé à des sorties de trésorerie futures, sous la forme de paiements de loyers variables, dans le cadre de l'extension de la concession du Rhône. Ces loyers variables sont fonction des recettes résultant des ventes d'électricité.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

<i>En millions d'euros</i>	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 30 juin 2023	Total au 31 déc. 2022
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	986	695	5 625	446	3 996	523	12 271	12 511

Parmi ces programmes disponibles, 5 271 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 30 juin 2023, aucune contrepartie ne représentait plus de 10% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

NOTE 13 PROVISIONS

<i>En millions d'euros</i>	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 2022	4 471	19 017	1 330	2 209	27 027
Dotations	134	5 186	4	223	5 547
Reprises pour utilisation	(179)	(192)	(31)	(201)	(602)
Reprises pour excédent	-	-	-	(40)	(40)
Variation de périmètre	2	-	-	1	3
Effet de la désactualisation	83	248	20	8	359
Écarts de change	3	-	(14)	1	(11)
Autres	119	(702)	(6)	32	(557)
AU 30 JUIN 2023	4 634	23 558	1 303	2 232	31 727
Non courant	4 561	12 786	1 302	349	18 998
Courant	73	10 772	1	1 883	12 729

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont décrits dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2022.

L'effet de la désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2023 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ainsi que les mouvements des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023
Résultat des activités opérationnelles	(4 904)
Autres produits et charges financiers	(360)
TOTAL	(5 264)

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

Les taux d'actualisation connaissent une légère tendance haussière entre 10 et 25 points de base selon les zones géographiques, sans incidence significative sur le montant des engagements par rapport au 31 décembre 2022.

13.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

13.2.1 Complément de provisions constituées pour tenir compte de l'accord intervenu avec le gouvernement belge le 29 juin 2023, devenu liant suite à la signature le 21 juillet 2023 des compléments aux accords initiaux

Le 29 juin 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé un accord intermédiaire précisant les modalités de l'extension des unités nucléaires Doel 4 et Tihange 3. Cet accord vise à assurer une répartition équilibrée des risques entre les deux parties et à éliminer les incertitudes concernant l'évolution des provisions liées au traitement de tous les déchets nucléaires. Cet accord, est devenu liant suite à la signature des compléments d'accords initiaux le 21 juillet 2023. Il sera complété par les documents complets de la transaction à signer pour le 30 octobre prochain. Le closing de ces accords sera soumis à des conditions suspensives, les principales étant l'entrée en vigueur des modifications législatives

nécessaires ainsi que l'autorisation de la Commission Européenne sur le modèle économique de l'extension et le plafonnement du coût relatif au traitement des déchets.

Cet accord prévoit la fixation d'un montant forfaitaire au titre des coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires pour un montant total de 15 milliards d'euros 2022, en contrepartie de quoi Electrabel bénéficie de crédits volumétriques lui garantissant l'enlèvement par l'ONDRAF des déchets conditionnés sans coûts complémentaires. Ce montant est payable en deux fois, d'une part au closing, attendu au premier semestre 2024, pour les déchets de catégorie B - de faible ou moyenne activité à longue durée de vie issus du démantèlement - et C - de haute activité et/ou de longue durée de vie - et d'autre part au redémarrage des deux unités prolongées pour les déchets de catégorie A - de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie.

En conséquence, le Groupe a revu l'évaluation de ses provisions d'un montant correspondant au complément entre les passifs déjà constitués au titre des coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires et le montant forfaitaire de 15 milliards d'euros 2022 soit un montant de 5,1 milliards d'euros 2022 (incluant la part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales pour 0,4 milliard d'euros). Le Groupe a ainsi comptabilisé une charge nette de 4,8 milliards d'euros dans les «Autres éléments du résultat des activités opérationnelles» (cf. Note 7).

Suite à la prise en charge, par l'Etat belge, de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires après leur transfert à l'ONDRAF, le Groupe ENGIE ne sera plus exposé à l'évolution des coûts futurs et paramètres d'actualisation liés au traitement de ces déchets après ce transfert. Les sensibilités des provisions à ces risques étaient précédemment présentées dans les notes aux comptes (cf. Note 17.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire» des états financiers consolidés au 31 décembre 2022). Au terme des accords, le Groupe restera principalement exposé aux évolutions des autres coûts de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement ainsi qu'aux variations du coût de mise en conformité des déchets nucléaires avec les critères contractuels de transfert à l'ONDRAF.

Par ailleurs, la prolongation des unités nucléaires Doel 4 et Tihange 3 pourrait avoir un impact sur les provisions liées au démantèlement. En effet, la prolongation de la durée totale du démantèlement des sites et de l'exploitation de certaines installations y afférant pourrait se traduire par une augmentation des coûts de démantèlement. En sens inverse, le report dans le temps et le partage de certains coûts avec les unités toujours en opération pourraient se traduire par une baisse des montants à provisionner. Il est difficile, à ce stade, de déterminer cet impact net, un exercice de replanification complet devant être conduit avant la fin de l'année. L'accord prévoit toutefois que l'Etat belge paiera à ENGIE, au closing de l'accord, l'augmentation du passif de démantèlement qui résulterait de la prolongation des deux unités nucléaires et qui ne serait pas compensée par des synergies.

13.2.2 Décision de la Commission des Provisions Nucléaires concernant la provision pour la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des sites de production nucléaire

Au 30 juin 2023, l'évaluation des provisions pour la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des sites de production nucléaire repose sur le scénario industriel et l'ensemble des hypothèses techniques et financières qui ont été approuvées par la Commission des provisions nucléaires (CPN) le 7 juillet 2023 au terme de la procédure de révision initiée en septembre 2022 conformément à la loi. Cet avis ayant pris en compte certaines des remarques formulées par Electrabel, il n'est plus contesté. Cette décision de la CPN s'est traduite principalement par une diminution de la provision pour démantèlement (0,6 milliard d'euros) en contrepartie d'un ajustement de la valeur comptable des actifs de démantèlement dont une partie a fait l'objet d'une reprise de perte de valeur (0,4 milliard d'euros).

13.2.3 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

Les actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées et leur cadre légal sont présentés dans la Note 17.2.4 des états financiers consolidés au 31 décembre 2022. Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie ont évolué sur le premier semestre 2023 comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	31 déc. 2022
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	4	5
Prêt à Sibelga	4	5
Autres prêts et créances au coût amorti	2 274	2 270
Instruments de dette - trésorerie soumise à restriction	2 274	2 270
Total des prêts et créances au cout amorti	2 278	2 276
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	1 478	863
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	25	24
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	1 503	887
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 629	2 418
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	2 375	933
Instruments de dette à la juste valeur	4 003	3 350
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	5 506	4 237
Instruments financiers dérivés	49	113
TOTAL ⁽¹⁾	7 834	6 626

(1) N'inclut pas les stocks d'uranium qui s'élèvent à 235 millions d'euros au 30 juin 2023 contre 308 millions d'euros au 31 décembre 2022.

13.3 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 14 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées décrites dans la Note 20 des états financiers consolidés au 31 décembre 2022 n'ont pas connu d'évolution significative au premier semestre 2023.

NOTE 15 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS

15.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

<i>En millions d'euros</i>	Variation du BFR au 30 juin 2023	Variation du BFR au 30 juin 2022
Stocks	3 124	(1 710)
Créances commerciales et autres débiteurs	13 739	2 542
Fournisseurs et autres créanciers	(15 824)	(5 055)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	978	397
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading ⁽¹⁾	(2 396)	4 284
Autres	1 797	183
TOTAL	1 418	640

(1) Dont au 30 juin 2023, +1,7 milliard d'euros d'effets favorables d'appels de marge nets : +1,6 milliard d'euros sur appels de marge et +0,1 milliard d'euros sur «Initial Margins» (net de 2,1 milliards d'euros de substitutions par lettres de crédit).

15.2 Stocks

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023	31 déc. 2022
Stocks de gaz naturel, nets	2 195	4 628
Stocks d'uranium	235	308
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 658	1 788
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 325	1 420
TOTAL	5 413	8 145

15.3 Autres actifs et autres passifs

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2023				31 déc. 2022			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	1 630	10 463	(3 567)	(19 390)	766	18 294	(3 646)	(23 583)
Créances/dettes fiscales	-	7 282	-	(10 369)	-	14 647	-	(16 863)
Créances/dettes sociales	800	19	1	(2 264)	523	22	(2)	(2 479)
Dividendes à payer/à recevoir	-	35	-	(355)	-	12	-	(23)
Autres	830	3 127	(3 568)	(6 402)	243	3 614	(3 644)	(4 218)

NOTE 16 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 2022. Ceux qui ont connu une évolution au cours du premier semestre 2023 sont présentés ci-après.

16.1 *Energy Solutions*

16.1.1 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 devraient probablement débiter en 2024.

16.1.2 Italie – Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A («ENGIE ESI») par l'Autorité de la Concurrence italienne («l'Autorité») pour certaines prétendues pratiques anticoncurrentielles relatives à l'attribution du marché Consip FM4 2014. Un appel a été interjeté devant le Tribunal Administratif Régional de Lazio (TAR Lazio). Le 18 juillet 2019, le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. Le 27 juillet 2020, le TAR Lazio a annulé la décision de l'Autorité tant pour ENGIE Servizi SpA que pour ENGIE ESI. Le 17 novembre 2020, l'Autorité a fait appel devant le Conseil d'État italien de la décision du TAR Lazio. Le 9 mai 2022, le Conseil d'État a rejeté l'appel de l'Autorité et a confirmé l'annulation par le TAR Lazio de la décision de l'Autorité. Le 13 juin 2022, deux sociétés (incluant Consorzio Innova dont les appels concernent ENGIE Servizi SpA et ENGIE ESI) ont déposé un recours en révocation extraordinaire contre la décision du Conseil d'État devant le Conseil d'État lui-même. Ce recours n'a pas d'effet suspensif et est en cours. Par ailleurs, le 11 juillet 2022, ces mêmes sociétés ont également déposé un recours contre la décision de rejet du Conseil d'État devant la Cour Suprême. Suite au retrait de Consorzio Innova de son recours devant la Cour Suprême, cette dernière a clôturé la procédure le 4 avril 2023. Le 21 juillet 2023, le Conseil d'État a rejeté l'appel de Consorzio Innova. Le Conseil d'État confirme ainsi la décision précédente du Conseil d'État lui-même, confirmant ainsi l'annulation de la décision de l'Autorité concernant ENGIE Servizi et ENGIE ESI.

16.2 *Retail*

16.2.1 Pérou – Antamina

En 2012, à la suite d'un appel d'offres portant sur l'achat annuel de 170 MW jusqu'en 2032, ENGIE Energía Perú S.A. a conclu un contrat d'achat long terme de gaz avec la société minière péruvienne Antamina (le «Contrat»).

En 2021, Antamina a toutefois procédé à un nouvel appel d'offres portant sur un volume annuel identique et a conclu trois contrats d'achat avec trois nouveaux fournisseurs pour une durée de six mois renouvelables à deux reprises. Ceci remet en cause l'exclusivité et l'obligation de «take or pay» dont ENGIE Energía Perú S.A. estimait bénéficier jusqu'en 2032 en vertu du Contrat. À la suite de la conclusion de ces nouveaux contrats, Antamina a refusé, à partir de janvier 2022, de prendre livraison de la quantité de gaz qui lui était dévolue en vertu du Contrat et, en conséquence, de payer la pénalité équivalente.

Le 26 avril 2022, ENGIE Energía Perú S.A a assigné Antamina en arbitrage pour faire reconnaître le caractère exclusif du Contrat et l'obligation pour Antamina de ne s'approvisionner qu'auprès d'ENGIE. La procédure vise également le paiement des factures impayées depuis janvier 2022. La procédure d'arbitrage est régie par les règles du Centre d'arbitrage de la Chambre de Commerce de Lima. Le 4 janvier 2023, ENGIE Energía Perú S.A a déposé son mémoire. Antamina a déposé le sien le 29 mars 2023. La réponse d'ENGIE Energía Perú S.A a été communiquée début juin et Antamina devra répondre pour le 11 août.

16.2.2 GEM – GPE

ENGIE a initié au début du quatrième trimestre 2022 un arbitrage contre Gazprom export LLC, visant entre autres (i) à faire reconnaître l'inexécution par Gazprom export LLC de ses obligations de livraison de gaz vis-à-vis d'ENGIE au terme de contrats de livraison de gaz long terme et (ii) à obtenir de Gazprom export LLC le paiement de pénalités contractuelles ainsi que la réparation des dommages résultant de cette inexécution.

Cet arbitrage résulte de la situation de sous-livraison significative créée par Gazprom export LLC à compter de mi-juin 2022 vis-à-vis d'ENGIE, suivie, à la fin de l'été 2022, de la décision unilatérale de Gazprom export LLC de réduire ses livraisons à ENGIE en raison d'un désaccord entre les parties sur l'application des contrats.

ENGIE a déposé son mémoire («*statement of claim*») le 26 mai 2023 et la réponse de Gazprom export LLC est attendue pour fin septembre.

16.3 FlexGen

16.3.1 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre de dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure de première instance a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuit en 2023. La responsabilité des anciens membres du Conseil d'administration et du management a été mise en cause. Des parties civiles, dont notamment le ministère de l'environnement et le ministère de la santé italiens, sont intervenues au procès pour réclamer des dommages et intérêts. Le procès est en cours et les audiences se dérouleront jusqu'au mois d'octobre 2023.

16.3.2 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia S.A. (ENGIE Brasil Energia) des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 606,5 millions de real brésilien (ci-après «real»), dont 229 millions de real de principal auquel viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'Administration fiscale a toutefois rejetées.

Le 22 novembre 2022, ENGIE Brasil Energia a introduit un recours administratif spécial, qui n'a pas été reconnu par le tribunal administratif. Le 9 janvier 2023, la société a introduit un autre recours administratif demandant la reconnaissance du recours administratif spécial et l'analyse du fond de l'affaire. Si cette procédure n'aboutit pas, l'affaire devra alors être jugée par les cours et tribunaux judiciaires ordinaires.

L'Administration fiscale brésilienne a émis le 5 février 2023 des avis d'imposition relatifs à l'exercice 2018, portant sur la même matière (taxes PIS et COFINS sur le remboursement de combustible). Leur montant est de 63,7 millions de real, dont 29,9 millions de real en amendes et intérêts.

Le 28 mars 2023, ENGIE Brasil Energia a présenté sa défense pour lancer la discussion dans la sphère administrative et attend une décision de premier niveau.

En juin 2023, Diamante Geração de Energia (alors contrôlée par ENGIE Brasil Energia et propriétaire des centrales thermoélectriques) a reçu des avis d'imposition supplémentaires concernant les taxes PIS et COFINS relatives aux exercices 2019 et 2020 et l'impôt sur les sociétés relatif à l'exercice 2018 sur le même sujet (remboursement de combustible). Le montant en jeu est de 528,5 millions de real, dont 260,5 millions de real en principal, plus les amendes et les intérêts. Le 4 juillet 2023, Diamante Geração de Energia a présenté une défense pour lancer la discussion dans la sphère administrative et attend une décision de premier niveau.

En 2021, ENGIE Brasil Energia a vendu Diamante, mais les réclamations ci-dessus restent sous la responsabilité d'ENGIE Brasil Energia, car elles se réfèrent à la période précédant la clôture de la transaction.

16.4 Nucléaire

16.4.1 Mise à l'arrêt définitive des centrales de Doel 3 et Tihange 2

Différentes associations ont introduit des recours devant le Tribunal de Première Instance de Bruxelles à l'encontre d'Electrabel, de l'État belge, de l'Agence de Sécurité nucléaire et/ou du réseau de transport d'électricité Elia pour contester les décisions et actions de mise à l'arrêt des centrales de Doel 3 (intervenue le 23 septembre 2022) et/ou Tihange 2 (intervenue le 31 janvier 2023). Par un premier jugement en date du 16 novembre 2022, le Tribunal de Première Instance, statuant en référé dans une des affaires, a confirmé les décisions et actions prises dans le cadre de la mise à l'arrêt. Les requérants dans cette affaire se sont désistés de l'action au fond. Dans la seconde affaire au fond, un jugement est intervenu le 30 juin 2023 et a rejeté les mesures provisoires demandées parmi lesquelles la demande d'interdire à Electrabel de poser des actes irréversibles dans le cadre de la mise à l'arrêt de Doel 3 et Tihange 2. L'affaire se poursuit au fond sans calendrier précis à ce stade.

16.4.2 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.

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 1^{er} août 2022 en dehors de la période visée par le Règlement. Une décision est attendue pour le dernier trimestre 2023.

Un recours a également été introduit devant la Cour Constitutionnelle en juin 2023. Les dispositions contestées du Règlement européen et la manière dont il a été mis en œuvre irrégulièrement par la loi du 16 décembre 2022 ont pour effet de porter le montant estimé du prélèvement qui sera réclamé à Electrabel à 384 millions d'euros pour l'année 2022 et à plus de 700 millions d'euros pour l'année 2023.

16.5 Autres

16.5.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal 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.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1^{er} février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001 et, le 23 juin 2020, la Cour Administrative d'Appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes ont été restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. Le 27 mars 2023, le Conseil d'État a débouté ENGIE de son pourvoi compte tenu de la décision du Conseil Constitutionnel d'octobre 2022. Le 30 juin 2023, le Conseil d'État a débouté le Ministre de son pourvoi au titre de la créance 2002 en validant l'arrêt de la Cour, et, a renvoyé à la Cour Administrative d'Appel de Versailles le soin de quantifier le montant de la créance de précompte 2003 restituable au vu des règles qu'il a fixées en tenant compte des décisions préalables de la Cour de Justice de l'Union Européenne et du Conseil Constitutionnel.

Par ailleurs, à la suite d'une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union Européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions. Aucune action n'a été entreprise, à ce jour, en raison du contentieux parallèle sur le fondement de la Directive 90/435/CE.

16.5.2 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. À l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission. Le 12 mai 2021, le Tribunal a rejeté les recours de l'État luxembourgeois et d'ENGIE confirmant ainsi la position de la Commission européenne relative à l'existence d'une aide d'État accordée aux filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 22 juillet 2021, ENGIE a saisi la Cour de Justice de l'Union Européenne pour faire annuler la décision du Tribunal. La procédure est en cours. L'audience s'est tenue en janvier 2023 et des conclusions de l'avocate générale favorables au Luxembourg et à ENGIE ont été déposées en mai 2023.

16.5.3 Italie – taxe exceptionnelle sur le secteur énergétique

En décembre 2022, ENGIE a introduit une action contre l'administration fiscale en vue d'obtenir le remboursement de la taxe qu'elle a payée, en juillet et novembre 2022, pour un montant total de plus de 308 millions d'euros, en application des deux décrets lois (n°21 et 50/2022) ayant créé une contribution exceptionnelle de solidarité à la charge des opérateurs du secteur énergétique. ENGIE conteste la validité de l'assiette de cette taxe par rapport à l'objectif de la loi, sa compatibilité avec la Constitution italienne ainsi que sa compatibilité avec les engagements européens de l'Italie (droit européen). En juin 2023, la Cour Constitutionnelle italienne a été saisie de la conformité de la taxe à la constitution par le tribunal de première instance de Rome dans le cadre d'une procédure relative à d'autres acteurs du marché.

16.5.4 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification et ont sollicité l'ouverture d'une procédure amiable qui a été acceptée par la France et la Belgique en mai 2018. La procédure est en cours entre les deux États dont les positions respectives ont avancé fin 2022 / début 2023, laissant espérer une résolution en 2023.

NOTE 17 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Le 7 juillet, la Commission des Provisions Nucléaires (CPN) a émis, dans le cadre de la révision triennale, ses conclusions définitives concernant l'adoption du scénario industriel et l'ensemble des hypothèses techniques et financières. Par ailleurs, le Groupe a signé, le 21 juillet, un accord liant avec le gouvernement belge, complétant l'accord intermédiaire du 29 juin sur la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires. Ces éléments et leurs impacts sont repris en Note 7 «Autres éléments du résultat des activités opérationnelles», Note 10 «Goodwill et immobilisations» et Note 13 «Provisions».

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 2023 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 27 juillet 2023

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 semestriels condensés de la société ENGIE, relatifs à la période du 1^{er} janvier 2023 au 30 juin 2023, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes consolidés semestriels condensés 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 semestriels condensés 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 semestriels condensés 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 semestriels condensés.

Paris-La Défense, le 27 juillet 2023

Les commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Patrick E. Suissa

Nadia Laadoui

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson

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

