

## 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 Md€, en hausse organique de 53 %, portée principalement par GEMS et les renouvelables
- Forte croissance du *Cash Flow From Operations*<sup>1</sup>, 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 Md€ (- 1,1 Md€) et hausse de la dette nette économique à 41,4 Md€
- *Guidance* 2023 confirmée avec un RNRpg<sup>2</sup> attendu entre 4,7 Md€ et 5,3 Md€

### Chiffres-clés au 30 juin 2023

En milliards d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>47,0</b>	43,2	+ 8,9 %	+ 9,5 %
<b>EBITDA (hors nucléaire)</b>	<b>8,8</b>	6,4	+ 37,5 %	+ 37,6 %
<b>EBITDA</b>	<b>9,4</b>	7,5	+ 25,2 %	+ 25,2 %
<b>EBIT (hors nucléaire)</b>	<b>6,7</b>	4,4	+ 52,7 %	+ 52,8 %
<b>Résultat net récurrent part du Groupe</b>	<b>4,0</b>	3,2	+ 24,6 %	+ 24,8 %
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>(0,8)</b>	5,0	-	-
<b>Capex<sup>3</sup></b>	<b>3,3</b>	3,3	+ 1,3 %	
<b>Cash Flow From Operations</b>	<b>9,5</b>	6,8	+ 40,2 %	
<b>Dette financière nette</b>	<b>23,0</b>	- 1,1 Md€ versus 31 décembre 2022		
<b>Dette nette économique</b>	<b>41,4</b>	+ 2,5 Md€ versus 31 décembre 2022		
<b>Dette nette économique / EBITDA</b>	<b>2,7x</b>	- 0,2x versus 31 décembre 2022		

**Catherine MacGregor, Directrice Générale**, a déclaré : « Au premier semestre, ENGIE a réalisé une très bonne performance financière, portée par le développement de nos activités renouvelables et les résultats de nos activités de gestion de l'énergie dans un contexte toujours caractérisé par une forte volatilité des prix.



Nous avons signé un accord avec le gouvernement belge réduisant significativement les risques sur le montant global lié à la gestion des déchets nucléaires et nous donnant la visibilité nécessaire sur la prolongation des deux unités de Doel 4 et Tihange 3 pour dix ans. ENGIE a également réalisé des progrès significatifs dans tous ses métiers, comme l'acquisition de BTE Renouvelables en Afrique du Sud, la mise en service du site de stockage par batteries d'Hazelwood en Australie, et le succès de l'appel d'offres de 1 000 km de lignes électriques au Brésil. Conformément à notre plan stratégique, nous continuons d'améliorer notre profil d'activités en tirant parti de nos plateformes de croissance. Nous sommes confiants dans la force de notre modèle intégré pour répondre aux enjeux de la transition énergétique à court et moyen terme. »

## 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 € par action pour la période allant de 2023 à 2025.

Les hypothèses et indications principales de la guidance sont détaillées en annexe 4.

## Avancées opérationnelles significatives dans les GBU

---

### 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. A 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.



### **Infrastructures**

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 Espírito 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 Etats-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<sup>er</sup> 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.

A 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, 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 Vianeo 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.

## **Point sur les actifs nucléaires en Belgique**

---

Le 21 juillet 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé un accord-cadre<sup>4</sup> 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*<sup>5</sup> 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.

## 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.

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.

## Revue des données du 1<sup>er</sup> semestre 2023

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. 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.

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 millions 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	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique	dont effet temp, normatif (France) vs, S1 2022
<b>Renouvelables</b>	1 192	828	+ 43,9 %	+ 43,1 %	
<b>Infrastructures</b>	1 358	1 471	- 7,7 %	- 7,8 %	+ 21
<b>Energy Solutions</b>	132	228	- 41,8 %	- 42,6 %	
<b>Flex Gen</b>	761	667	+ 14,2 %	+ 15,5 %	
<b>Retail</b>	489	422	+ 15,7 %	+ 16,7 %	+ 12
<b>Autres</b>	2 781	779	-	-	+ 3
<i>dont GEMS</i>	3 142	1 062	-	-	+ 3
<b>EBIT hors nucléaire</b>	<b>6 713</b>	<b>4 396</b>	<b>+ 52,7 %</b>	<b>+ 52,8 %</b>	<b>+ 36</b>
<b>Nucléaire</b>	239	858	- 72,2 %	- 72,2 %	
<b>EBIT</b>	<b>6 952</b>	<b>5 253</b>	<b>+ 32,3 %</b>	<b>+ 32,4 %</b>	<b>+ 36</b>



**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	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
EBIT	1 192	828	+ 43,9 %	+ 43,1 %
Capex totaux	1 378	1 378	-	
CNR – prix captés (€/MWh) <sup>6</sup>	121	72	+ 68,1 %	
Marges DBSO <sup>7</sup> (contribution EBIT)	(1)	43	-	
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
Ajout de capacité (GW à 100 %)	0,7	2,2 <sup>8</sup>		
Volumes hydro - France (TWh à 100 %)	7,9	7,1	+ 0,8	

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 Etats-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 de DBSO au premier semestre 2023 (- 44 millions d'euros).

**Infrastructures : baisse des volumes distribués en France compensé par des effets prix nets positifs en Europe**

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
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 %	
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
Effet temp. normatif – France (EBIT)	(48)	(69)	+ 21	
Compteurs communicants - France (m)	11,1	10,9 <sup>8</sup>	+ 0,2	

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.

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

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
Revenues	5 779	5 546	+ 4,2 %	+ 6,5 %
EBIT	132	228	- 41,8 %	- 42,6 %
Total Capex	388	311	+ 24,6 %	



Indicateurs de performance opérationnelle				
Cap. installée infra. décentralisées (GW)	25,4	24,6 <sup>8</sup>	+ 0,8	
Marge d'EBIT (hors <i>one-off</i> Etats-Unis)	4,9%	4,1%	+ 78 pb	
<i>Backlog</i> – concessions en France (Md€)	21,2	19,8 <sup>8</sup>	+ 1,4	

Les activités d'*Energy Solutions* ont enregistré une baisse organique 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 Etats-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.

### **Flex Gen : performance solide grâce à la reprise au Chili et l'augmentation des *spreads* en Europe en partie compensées par la baisse des services auxiliaires en Europe**

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
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)	59,3	59,5 <sup>8</sup>	- 0,2	

L'EBIT des activités *Flex Gen* 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 courtes 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 auxiliaires en Europe qui étaient à des niveaux très élevés au premier semestre 2022.

### **Retail : effet prix positif compensé par un hiver doux**

En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
EBITDA	614	553	+ 11,1 %	+ 12,0 %
EBIT	489	422	+ 15,7 %	+ 16,7 %
Effet temp, 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*.

### **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 devrait se normaliser dans le futur.

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

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

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 principalement d'un taux de disponibilité plus élevé que l'an passé de 88,7% sur les actifs belges.

### Résultat net récurrent part du Groupe de 4,0 milliards d'euros Résultat net part du Groupe de (0,8) milliard d'euros

En milliards d'euros	S1 2023
<b>RNRpg</b>	<b>4,0</b>
Pertes de valeur	0,4
Coûts de restructuration	(0,0)
Plus-value de cession	(0,1)
MtM des commodités	(0,4)
Autres <sup>9</sup>	(4,7)
<b>RNpg</b>	<b>(0,8)</b>

Le résultat net récurrent part du Groupe s'est élevé à 4,0 milliards d'euros contre 3,2 milliard d'euros au 30 juin 2022. Cette hausse est principalement due à la forte croissance de l'EBIT.





**Le résultat net part du Groupe** s'est élevé à (0,8) milliard d'euros. La baisse de 5,9 milliards d'euros par rapport au premier semestre 2022 est principalement liée à l'effet négatif des provisions nucléaires suite à l'accord signé avec l'État belge.

L'effet positif de 0,4 milliard d'euros sur les pertes de valeur est lié à un renversement de dépréciation précédemment comptabilisée sur le nucléaire.

L'impact négatif du *mark-to-market* sur les contrats de commodité de (0,4) milliard d'euros est lié à la baisse des prix du gaz et de l'électricité.

## Un bilan et situation de liquidité solides

---

**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), liées 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).

Le Groupe a maintenu un niveau de liquidité élevé qui s'est établi à 23,0 milliards d'euros au 30 juin 2023, dont 16,0 milliards d'euros de disponibilités<sup>10</sup>.

**La dette financière nette** s'est établie 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 :

- aux *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<sup>11</sup> en Belgique pour 1,3 milliard d'euros,
- divers autres éléments, à hauteur de 0,5 milliard d'euros

**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).

**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.



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,

\*\*\*\*\*

La présentation de la conférence téléphonique investisseurs sur les résultats financiers du premier semestre 2023 est disponible sur le site internet du Groupe [Résultats financiers 2023 \(engie.com\)](https://www.engie.com/fr/fr/actualites/2023/07/18/la-conference-telephonique-investisseurs-sur-les-resultats-financiers-du-premier-semestre-2023)

## Evènements à venir

<b>7 novembre 2023</b>	Publication des informations financières au 30 septembre 2023
<b>22 février 2024</b>	Publication des résultats financiers au 31 décembre 2023
<b>30 avril 2024</b>	Assemblée générale des actionnaires
<b>17 mai 2024</b>	Publication des informations financières au 31 mars 2024

## Notes de bas de page

- <sup>1</sup> *Cash Flow From Operations* = *Free Cash Flow* avant Capex de maintenance et financement des provisions nucléaires
- <sup>2</sup> Résultat net récurrent, part du Groupe
- <sup>3</sup> 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
- <sup>4</sup> 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
- <sup>5</sup> *Long-Term Operations*
- <sup>6</sup> Avant la taxe spécifique sur production hydroélectrique de la CNR
- <sup>7</sup> *Develop, Build, Share and Operate*
- <sup>8</sup> Par rapport au 31 décembre 2022
- <sup>9</sup> Résultat financier non récurrent (principalement impacté par la provision nucléaire sur la gestion des déchets suite à l'accord avec l'Etat belge)
- <sup>10</sup> Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires
- <sup>11</sup> Les flux de financement relatifs à Synatom étaient précédemment comptabilisés dans les Capex bruts et les dépenses de gestion des déchets/démantèlement en *CFFO*



\*\*\*\*\*

## **Avertissement important**

*Les agrégats présentés sont ceux habituellement utilisés et communiqués aux marchés par ENGIE. La présente communication contient des informations et des déclarations prospectives. Ces déclarations comprennent des projections financières et des estimations ainsi que les hypothèses sur lesquelles celles-ci reposent, des déclarations portant sur des projets, des objectifs et des attentes concernant des opérations, des produits ou des services futurs ou les performances futures. Bien que la direction d'ENGIE estime que ces déclarations prospectives sont raisonnables, les investisseurs et les porteurs de titres ENGIE sont alertés sur le fait que ces informations et déclarations prospectives sont soumises à de nombreux risques et incertitudes, difficilement prévisibles et généralement en dehors du contrôle d'ENGIE qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés, induits ou prévus dans les déclarations et informations prospectives. Ces risques comprennent ceux qui sont développés ou identifiés dans les documents publics déposés par ENGIE auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section « Facteurs de Risque » du document de référence d'ENGIE (ex GDF SUEZ) enregistré auprès de l'AMF le 9 mars 2023 sous le numéro D.23-0082. L'attention des investisseurs et des porteurs de titres ENGIE est attirée sur le fait que la réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable significatif sur ENGIE.*

## **À propos d'ENGIE**

Nous sommes un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Avec nos 96 000 collaborateurs, nos clients, nos partenaires et nos parties prenantes, nous sommes engagés chaque jour pour accélérer la transition vers un monde neutre en carbone, grâce à des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Guidés par notre raison d'être, nous concilions performance économique et impact positif sur les personnes et la planète en nous appuyant sur nos métiers clés (gaz, énergies renouvelables, services) pour proposer des solutions compétitives à nos clients.

Chiffre d'affaires en 2022 : 93,9 milliards d'euros, Coté à Paris et Bruxelles (ENGI), le Groupe est représenté dans les principaux indices financiers (CAC 40, Euronext 100, FTSE Euro 100, MSCI Europe) et extra-financiers (DJSI World, Euronext Vigeo Eiris - Europe 120/ France 20, MSCI EMU ESG screened, MSCI EUROPE ESG Universal Select, Stoxx Europe 600 ESG-X).

### **Contact presse Groupe ENGIE :**

Tél. France : +33 (0)1 44 22 24 35

Courrier électronique : [engiepress@engie.com](mailto:engiepress@engie.com)

### **Contact relations investisseurs :**

Tél. : +33 (0)1 44 22 66 29

Courrier électronique : [ir@engie.com](mailto:ir@engie.com)

## Etat de la situation financière

<b>Actif</b> (Md€)	<b>30 juin</b> <b>2023</b>	<b>31 déc.</b> <b>2022</b>	<b>Passif</b> (Md€)	<b>30 juin</b> <b>2023</b>	<b>31 déc.</b> <b>2022</b>
<b>Total actifs non courants</b>	<b>115,2</b>	<b>131,5</b>	Capitaux propres part du Groupe	29,1	34,3
			Participations ne donnant pas le contrôle	5,6	5,0
<b>Total actifs courants</b>	<b>76,5</b>	<b>104,0</b>	<b>Total capitaux propres</b>	<b>34,7</b>	<b>39,3</b>
<i>dont trésorerie et équivalents de trésorerie</i>	<i>15,7</i>	<i>15,6</i>	<b>Total passifs non courants</b>	<b>75,8</b>	<b>102,4</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>191,7</b>	<b>235,5</b>	<b>Total passifs courants</b>	<b>81,2</b>	<b>93,8</b>
			<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>	<b>191,7</b>	<b>235,5</b>

## Compte de résultat

(m€)	<b>S1 2023</b>	<b>S1 2022</b>
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>47 028</b>	<b>43 167</b>
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(33 175)	(27 685)
Charges de personnel	(4 140)	(3 903)
Amortissements, dépréciations et provisions	(2 437)	(2 174)
Impôts et taxes	(1 948)	(1 520)
Autres produits opérationnels	622	632
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	540	468
<b>Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</b>	<b>6 490</b>	<b>8 984</b>
Pertes de valeur, restructurations, effets de périmètre et autres éléments non récurrents	(4 508)	( 248)
<b>Résultat des activités opérationnelles</b>	<b>1 981</b>	<b>8 736</b>
Résultat financier	(1 327)	(2 082)
<i>dont coût récurrent de la dette nette</i>	<i>( 558)</i>	<i>( 508)</i>
<i>dont coût des dettes de location</i>	<i>( 45)</i>	<i>( 27)</i>
<i>dont éléments non récurrents inclus dans le résultat financier</i>	<i>( 219)</i>	<i>(1 110)</i>
<i>dont autres</i>	<i>( 507)</i>	<i>( 437)</i>
Impôt sur les bénéfices	(871)	(1 765)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	(630)	( 52)
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	0	175
<b>RESULTAT NET PART DU GROUPE</b>	<b>( 847)</b>	<b>5 012</b>
<b>EBITDA</b>	<b>9 364</b>	<b>7 480</b>
<b>EBIT</b>	<b>6 952</b>	<b>5 253</b>

## Etat de flux de trésorerie

(m€)	S1 2023	S1 2022
<b>Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt</b>	<b>9 132</b>	6 944
Impôt décaissé	(1 026)	(517)
Variation du besoin en fonds de roulement	1 418	640
<b>Flux issus des activités opérationnelles liés aux activités poursuivies</b>	<b>9 524</b>	7 067
<b>Flux issus des activités opérationnelles liés aux activités non poursuivies</b>	-	12
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITES OPERATIONNELLES</b>	<b>9 524</b>	<b>7 079</b>
Investissements corporels et incorporels	(3 006)	(2 247)
Investissements financiers	(1 109)	153
Cessions d'immobilisations et participations, perte de contrôle sur filiales	(49)	(791)
<b>Flux issus des activités d'investissements liés aux activités poursuivies</b>	<b>(4 164)</b>	(2 885)
<b>Flux issus des activités d'investissement liés aux activités non poursuivies</b>	-	(3 614)
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITES D'INVESTISSEMENTS</b>	<b>(4 164)</b>	<b>(6 499)</b>
Dividendes payés	(3 573)	(2 277)
Remboursement/augmentation de dettes financières	(1 295)	(1 857)
Intérêts financiers versés/reçus et variation de actifs financiers	(167)	(337)
Augmentation de capital	197	27
Autres flux	(361)	533
<b>Flux issus des activités de financement liés aux activités poursuivies</b>	<b>(5 199)</b>	(3 911)
<b>Flux issus des activités de financement liés aux activités non poursuivies</b>	-	3 748
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITES DE FINANCEMENT</b>	<b>(5 199)</b>	<b>(163)</b>
Effet des variations de change et divers	(32)	944
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PERIODE</b>	<b>146</b>	<b>889</b>
Reclassification de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	-	(125)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>15 570</b>	13 890
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>15 716</b>	14 655



## ANNEXE 2 : CHIFFRE D'AFFAIRES CONTRIBUTIF PAR ACTIVITE

Le chiffre d'affaires, à 47,0 milliards d'euros, a augmenté de 8,9 % en brut et de 9,5 % en organique,

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

Chiffre d'affaires En millions d'euros	30 juin 2023	30 juin 2022	Variation brute	Variation organique
<b>Renouvelables</b>	2 899	2 485	+ 16,6 %	+ 15,8 %
<b>Infrastructures</b>	3 661	3 650	+ 0,3 %	+ 1,7 %
<b>Energy Solutions</b>	5 779	5 546	+ 4,2 %	+ 6,5 %
<b>Flex Gen</b>	2 724	3 222	- 15,5 %	- 15,2 %
<b>Retail</b>	10 363	8 169	+ 26,9 %	+ 27,2 %
<b>Autres</b>	21 540	20 118	+ 7,1 %	+ 7,2 %
dont GEMS	21 492	20 063	+ 7,1 %	+ 7,3 %
<b>ENGIE hors nucléaire</b>	<b>46 965</b>	<b>43 190</b>	<b>+ 8,7 %</b>	<b>+ 9,3 %</b>
<b>Nucléaire</b>	63	(23)	-	-
<b>ENGIE</b>	<b>47 028</b>	<b>43 167</b>	<b>+ 8,9 %</b>	<b>+ 9,5 %</b>

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 **Flex Gen** 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 commodités 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 liée 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.

**ANNEXE 3 : MATRICE DE L'EBIT**

<b>S1 2023</b> <i>En millions d'euros</i>	<b>France</b>	<b>Reste de l'Europe</b>	<b>Amérique latine</b>	<b>Amérique du nord</b>	<b>AMEA</b>	<b>Autres</b>	<b>Total</b>
<b>Renouvelables</b>	409	184	523	78	14	(16)	<b>1 192</b>
<b>Infrastructures</b>	931	56	378	(3)		(5)	<b>1 358</b>
<b>Energy Solutions</b>	177	108	(2)	(150)	31	(32)	<b>132</b>
<b>Flex Gen</b>		460	79	25	213	(16)	<b>761</b>
<b>Retail</b>	323	134			48	(16)	<b>489</b>
<b>Autres</b> <i>dont GEMS</i>		(3)		8		2 776 3 142	<b>2 781</b> <b>3 142</b>
<b>ENGIE hors nucléaire</b>	<b>1 840</b>	<b>939</b>	<b>978</b>	<b>(41)</b>	<b>305</b>	<b>2 691</b>	<b>6 713</b>
<b>Nucléaire</b>		239					<b>239</b>
<b>ENGIE</b>	<b>1 840</b>	<b>1 178</b>	<b>978</b>	<b>(41)</b>	<b>305</b>	<b>2 691</b>	<b>6 952</b>

<b>S1 2022</b> <i>En millions d'euros</i>	<b>France</b>	<b>Reste de l'Europe</b>	<b>Amérique latine</b>	<b>Amérique du nord</b>	<b>AMEA</b>	<b>Autres</b>	<b>Total</b>
<b>Renouvelables</b>	205	162	421	58	9	(26)	<b>828</b>
<b>Infrastructures</b>	1 059	69	351	(2)		(5)	<b>1 471</b>
<b>Energy Solutions</b>	170	47	(1)	5	23	(17)	<b>228</b>
<b>Flex Gen</b>		447	(2)	21	216	(15)	<b>667</b>
<b>Retail</b>	434	(8)	3		2	(10)	<b>422</b>
<b>Autres</b> <i>dont GEMS</i>		(3)		8		775 1 062	<b>779</b> <b>1 062</b>
<b>ENGIE hors nucléaire</b>	<b>1 868</b>	<b>714</b>	<b>772</b>	<b>90</b>	<b>250</b>	<b>702</b>	<b>4 396</b>
<b>Nucléaire</b>		858					<b>858</b>
<b>ENGIE</b>	<b>1 868</b>	<b>1 572</b>	<b>772</b>	<b>90</b>	<b>250</b>	<b>702</b>	<b>5 253</b>





## ANNEXE 4 : GUIDANCE 2023 - PRINCIPALES HYPOTHESES ET INDICATIONS

---

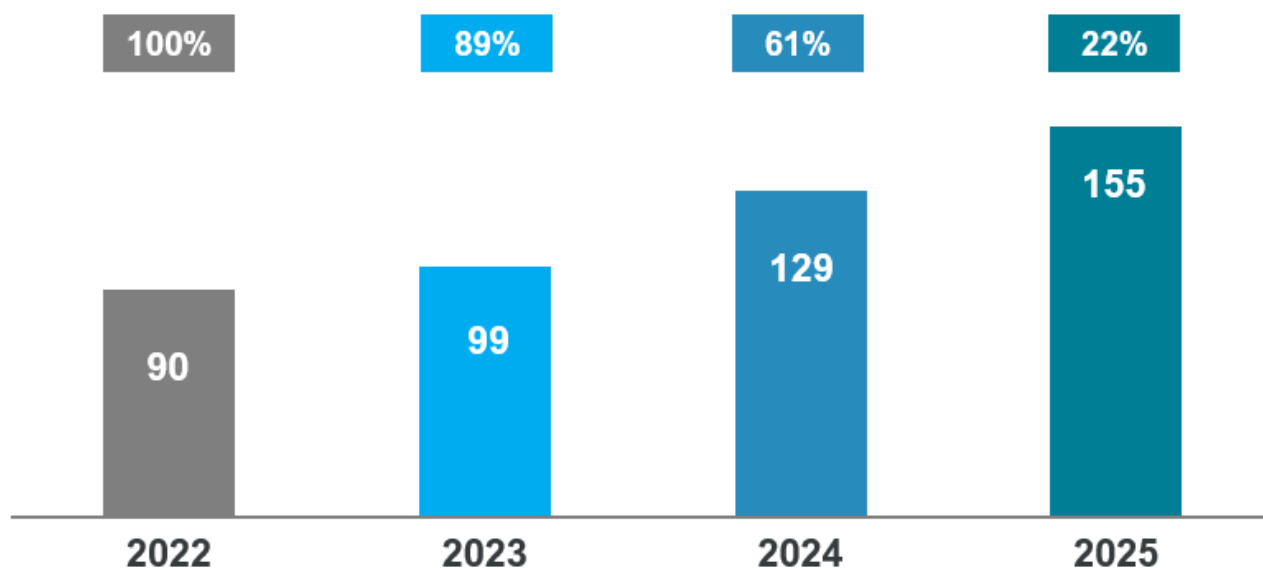
- Guidance et indications sur la base des activités poursuivies
- Absence de changement de méthode comptable
- Absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique
- Rente inframarginale basée sur les textes légaux en vigueur
- Répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie *BtoC* en France
- Température moyenne en France
- Production hydraulique, éolienne et solaire moyennes
- Taux de change :
  - € / USD: 1,08
  - € / 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 récurrent effectif d'imposition : 24-27 %

## ANNEXE 5 : PRODUCTION ELECTRIQUE *OUTRIGHT* EN EUROPE

### Positions de couverture & prix captés

Au 30 juin 2023, en Belgique et en France

(% et € / MWh)



Les prix captés sont indiqués :

- avant les contributions fiscales spécifiques au nucléaire en Belgique et à l'hydroélectricité de la CNR en France
- avant le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales en Belgique et en France
- Hors impact du *mark-to-market* de la couverture proxy utilisée pour une partie des volumes nucléaires en Belgique sur 2023 - 2025, qui est volatile et se dénoue historiquement à un niveau proche de zéro à la livraison

## ANNEXE 6 : ANALYSE DE LA CROISSANCE ORGANIQUE EN BASE COMPARABLE

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

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

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

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,