



Communiqué de presse  
21 février 2023

## Résultats financiers ENGIE au 31 décembre 2022

Progrès significatifs dans l'exécution du plan stratégique  
Solide performance financière et opérationnelle  
Proposition d'un dividende de 1,40 € par action pour 2022

### Faits marquants

- ENGIE joue un rôle essentiel dans la sécurité d'approvisionnement en Europe
- Contribution aux mesures de politique publique maintenue, par la mobilisation de la trésorerie du Groupe, le paiement de taxes exceptionnelles et la mise en place d'actions d'aide aux clients
- Avancée significative dans la simplification du Groupe avec 11,0 Md€ de cessions signées ou finalisées
- 5,5 Md€ d'investissements de croissance, principalement dans les Renouvelables, les Infrastructures et *Energy Solutions*
- Accélération des Renouvelables avec 3,9 GW de capacités additionnelles en 2022, portant la capacité totale installée à environ 38 GW
- Poursuite de la sortie du charbon, qui représente 2,6 % du portefeuille de production d'électricité centralisée

### Performance financière

- *Guidance 2022* atteinte avec un RNRp<sub>g</sub> des activités poursuivies de 5,2 Md€
- EBIT de 9,0 Md€ en hausse organique de 43 %, grâce à une croissance dans la plupart des activités. Contribution importante des activités de GEMS et Thermique dans des conditions de marché sans précédent, ainsi que des nouvelles capacités pour les Renouvelables
- Impact des taxes sur les bénéfices exceptionnels de 0,9 Md€ en 2022, principalement en Belgique et en Italie, s'ajoutant aux mécanismes gouvernementaux de partage des bénéfices existants en Belgique et en France (nucléaire et hydro) de 1,1 Md€
- Bilan solide et niveau élevé de liquidités avec une amélioration des ratios d'endettement
- Amélioration du *Cash-Flow From Operations*<sup>1</sup>, malgré une détérioration du besoin en fonds de roulement liée aux prix de l'énergie
- Dette financière nette de 24,1 Md€, en baisse de 1,3 Md€
- Proposition d'un dividende 2022 de 1,40 € par action

### Chiffres clés au 31 décembre 2022

En milliards d'euros	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>93,9</b>	57,9	+ 62,2 %	+ 60,4 %
<b>EBITDA</b>	<b>13,7</b>	10,6	+ 29,8 %	+ 27,0 %
<b>EBIT</b>	<b>9,0</b>	6,1	+ 47,2 %	+ 42,7 %
<b>Résultat net récurrent part du Groupe (activité poursuivies)</b>	<b>5,2</b>	2,9	+ 78,4 %	+ 76,2 %
<b>Résultat Net part du Groupe (total)</b>	<b>0,2</b>	3,7	- 94,1 %	
<b>Capex<sup>2</sup></b>	<b>7,9</b>	6,7	+ 17,4 %	
<b>Cash Flow From Operations</b>	<b>8,0</b>	6,5	+ 24,0 %	
<b>Dette financière nette</b>	<b>24,1</b>	- 1,3 Md€ versus 31 décembre 2021		
<b>Dette nette économique</b>	<b>38,8</b>	+ 0,5 Md€ versus 31 décembre 2021		
<b>Dette nette économique / EBITDA</b>	<b>2,8x</b>	- 0.8x versus 31 décembre 2021		

-----  
N.B. Les notes de bas de pages se trouvent à la page 12



**Catherine MacGregor, Directrice générale**, a déclaré : «2022 a été une année sans précédent au cours de laquelle ENGIE a joué un rôle majeur pour garantir la sécurité d’approvisionnement, en restant proche de ses clients tout au long de la crise. Je suis particulièrement fière que dans cet environnement volatil et complexe, nos équipes aient réalisé de solides performances opérationnelles, tirant parti de notre base d’actifs résiliente et équilibrée. Nous avons non seulement délivré de bonnes performances opérationnelles et financières mais nous avons également avancé sur notre feuille de route stratégique. Nous avons ainsi posé des bases robustes pour que notre Groupe puisse poursuivre la mise en œuvre de la transition énergétique. Nous avons notamment atteint notre objectif d’accélérer, dès 2022, la croissance annuelle de nos capacités renouvelables de 3 GW à 4 GW. 2022 a également été une année de recentrage, à la fois stratégique et géographique. La réalisation du plan de cession de 11 milliards d’euros va nous permettre d’augmenter significativement nos investissements dans les énergies renouvelables et les solutions de décarbonation pour nos clients. Dans le nouveau paradigme énergétique, il est plus que jamais essentiel d’accélérer la transition et de s’appuyer sur un mix énergétique équilibré, garant de la souveraineté et de la fiabilité de notre système énergétique. Face à ces défis, le modèle intégré d’ENGIE a démontré toute sa pertinence et sa force.»

## Perspectives et guidance 2023 - 2025

L’avancée du plan stratégique pose les bases solides qui permettront à ENGIE d’atteindre la neutralité carbone tout en continuant à croître à long terme.

Le Groupe prévoit à moyen terme une croissance principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l’amélioration des performances d’*Energy Solutions*, ainsi qu’une contribution stable des Infrastructures. GEMS permettra de renforcer le modèle intégré en garantissant la sécurité d’approvisionnement en énergie, l’optimisation et la gestion des risques pour ENGIE et ses clients. En raison de l’arrêt progressif des centrales d’ici 2025 en Belgique, la contribution nucléaire a été exclue de l’indication de l’EBIT.

Hypothèses de prix des commodités en Europe retenues dans la *guidance* pour les volumes *merchant* non couvert : les prix retenus pour la *guidance* 2023-2025 sont basés sur la moyenne des prix à terme en Europe au 31 décembre 2022.

Ainsi, entre 2023 et 2025, ENGIE prévoit :

En milliard d’euros	2023	2024	2025
EBIT excluant Nucléaire	6,6 - 7,6	7,2 - 8,2	7,5 - 8,5
<b>Guidance RNRpg</b>	<b>3,4 - 4,0</b>	<b>3,8 - 4,4</b>	<b>4,1 - 4,7</b>

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.

Les hypothèses et indications principales sont détaillées en annexe 4.

## Politique de dividende réaffirmée et proposition d’un dividende de 1,40 € par action pour 2022

ENGIE s’attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires.

Le Conseil d’administration réaffirme ainsi la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75 % du résultat net récurrent part du Groupe et incluant un dividende plancher de 0,65 € par action pour la période de 2023 à 2025.



Pour l'année 2022, le Conseil d'administration propose de distribuer 65 % du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,40 € par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 26 avril 2023.

## **ENGIE joue un rôle essentiel dans la sécurité d'approvisionnement et contribue à rendre l'énergie accessible à tous**

---

En tant que propriétaire, opérateur d'infrastructures gazières et fournisseur de gaz, ENGIE joue un rôle essentiel en Europe.

En France, ses activités d'infrastructures ont affiché un taux d'utilisation record avec des terminaux méthaniers ayant fonctionné pratiquement à pleine capacité, un doublement des volumes d'acheminement de GRTgaz avec notamment un inversement des volumes acheminés de la France vers l'Allemagne et des stockages de gaz remplis à 82 % au 31 décembre 2022 contre 53 % un an auparavant.

En 2022, ENGIE a contribué à hauteur de 1,1 milliard d'euros aux mécanismes existants de partage des bénéfices pour le nucléaire en Belgique (cadre fiscal spécifique) et l'hydroélectricité en France (CNR) .

ENGIE s'est engagé à soutenir le pouvoir d'achat de ses clients avec la mise en place d'une mesure de soutien de 90 millions d'euros pour ses clients particuliers les plus précaires, et d'un fonds de 60 millions d'euros pour ses clients industriels et tertiaires affectés par la hausse des prix de l'énergie. ENGIE a également lancé une plateforme de suivi et de pilotage de la consommation d'énergie permettant à ses clients particuliers et aux PME de réaliser des économies d'énergie.

ENGIE contribue également aux mesures gouvernementales visant à lutter contre les prix élevés de l'énergie. En France, ENGIE a augmenté la contribution de son fonds de roulement au mécanisme de bouclier tarifaire incluant désormais les Petites et Moyennes Entreprises ainsi que les clients particuliers sous offre de marché (en indexant leurs contrats au tarif réglementé). La plupart des contrats de gaz et d'électricité *BtoC* d'ENGIE bénéficient d'une protection contre la hausse des prix par le biais du bouclier tarifaire ou à travers de prix fixes valables pendant toute la durée du contrat.

Le Groupe soutient la mise en place de tarifs sociaux en Belgique ainsi qu'un mécanisme de plafonnement des prix en Roumanie et au Chili. De plus, le Groupe s'emploie, aux côtés des autorités locales, à fournir un soutien par le biais de facilités de paiement. L'impact global des mesures de paiement différé dans le monde entier est proche de 1,0 milliard d'euros. ENGIE est plus que jamais mobilisé auprès de ses clients pour améliorer leur efficacité énergétique, et ainsi réduire leurs factures d'énergie et leur permettre d'atteindre leurs objectifs de décarbonation.

ENGIE a reconnu l'engagement de ses employés à travers le monde en leur versant une prime exceptionnelle de 1 500 €, dans un contexte de forte inflation et d'un environnement sans précédent.

## **Point sur les propositions de l'Union européenne pour le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales**

---

En décembre 2022, les gouvernements belge et français, les deux pays européens où ENGIE produit le plus d'électricité, ont adopté de nouvelles mesures législatives pour limiter la rente inframarginale liée au prix de l'électricité.

En Belgique, un plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales a été mis en œuvre de manière rétroactive du 1<sup>er</sup> août 2022 au 30 juin 2023. Une éventuelle prolongation de ce



plafonnement devra être évaluée en avril prochain. Les actifs nucléaires d'ENGIE, détenus et exploités à travers sa filiale Electrabel, sont concernés par cette mesure : les revenus normatifs supérieurs à 130 € / MWh sont soumis au nouveau prélèvement incluant un mécanisme limitant une potentielle double imposition avec les taxes nucléaires existantes.

En France, le projet de loi de finances pour 2023 prévoit un plafonnement des recettes issues de la production d'électricité des technologies inframarginales sur une période de dix-huit mois (du 1<sup>er</sup> juillet 2022 au 31 décembre 2023). Le plafond varie de 40 € / MWh à 175 € / MWh en fonction de la technologie de la production d'électricité. Les recettes excédentaires sont soumises à un taux d'imposition de 90 %. Le Groupe ENGIE est principalement impacté au titre de ses droits de tirage sur deux centrales nucléaires d'EDF (Chooz B et Tricastin, 1,2 GW, 9 TWh de production annuelle en considérant un taux de disponibilité de 85 %) soumises à un plafond de 90 € / MWh et ses centrales à gaz (capacité de 1,4 GW) soumises à un plafond de 40 € / MWh sur le *clean spark spread*.

En Italie, le gouvernement a promulgué une « contribution extraordinaire de solidarité » sur les sociétés du secteur de l'énergie. Cette dernière est calculée sur une variation de la base taxable à la TVA entre octobre 2021 et avril 2022 par rapport à la même durée un an plus tôt à un taux de 25 %. ENGIE a été significativement et négativement impacté en raison d'une méthodologie mal conçue, non représentative des revenus excédentaires sur la période.

L'impact global des taxes exceptionnelles en Europe est proche de 0,9 milliard d'euros en 2022, dont 85 % en EBIT et 15 % en impôt sur les sociétés.

## Avancée significative dans la mise en œuvre du plan stratégique

---

### Accélération dans les Renouvelables, les Infrastructures et les gaz renouvelables

ENGIE a ajouté 3,9 GW de capacités renouvelables en 2022, dont 1,8 GW d'énergie éolienne terrestre, 1,2 GW d'énergie solaire et 1,0 GW d'énergie éolienne en mer, ce qui porte la capacité installée renouvelable totale à 100 % à environ 38 GW à fin 2022. Par géographie, les 3,9 GW sont répartis entre l'Europe pour 2,6 GW (principalement au Royaume-Uni, en Espagne et en France), les Etats-Unis pour 0,8 GW et l'Amérique latine pour 0,4 GW. Le Groupe est en bonne voie pour atteindre son objectif de 4 GW de capacité additionnelle en moyenne chaque année et ce, jusqu'en 2025. L'ambition du Groupe est soutenue par un *pipeline* de 80 GW à fin décembre 2022, en hausse de 14 GW par rapport à décembre 2021.

Ocean Winds, la *joint-venture* d'ENGIE et d'EDPR dédiée à l'éolien en mer, poursuit sa forte croissance. En décembre 2022, Ocean Winds a remporté une zone pour un site d'éolien en mer flottant d'une capacité de 2 GW en Californie. En 2022, le Groupe a soutenu ses clients dans leurs efforts de décarbonation avec la signature de 2 GW de contrats d'achat d'électricité verts (PPA).

*Energy Solutions* a remporté des contrats majeurs dans les réseaux urbains de chaleur et de froid, et dans la mobilité verte en 2022, dont 12 000 points de recharge de véhicules électriques, principalement en Belgique et à Singapour. Au cours de l'année 2022, 1 GW environ de capacité nette installée a été ajoutée dans les infrastructures énergétiques distribuées.

Au Brésil, l'intégration des activités d'exploitation-maintenance de TAG a été accomplie avec succès et les deux lignes de transport d'électricité, Gralha Azul et Novo Estado, sont maintenant sur le point d'être entièrement finalisées.

ENGIE continue sa progression dans le domaine des gaz renouvelables : 492 unités de production de biométhane, représentant une capacité de production annuelle pouvant atteindre 8,3 TWh, sont raccordées aux réseaux d'ENGIE en France. En ce qui concerne l'hydrogène, la Commission européenne a approuvé une aide



publique pouvant atteindre 5 milliards d'euros. Dans ce cadre, les cinq projets qu'ENGIE a présenté en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Espagne, ont tous été retenus.

### **Simplification et recentrage**

L'objectif du plan de cession d'au moins 11 milliards d'euros à fin 2023 est atteint avec 11,0 milliards d'euros désormais conclus ou signés. EQUANS étant le principal contributeur.

Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe opérera dans 31 pays, contre 70 pays en 2018, une fois tous les accords de sortie déjà engagés signés. ENGIE est sorti de 7 pays dans le cadre de la cession d'EQUANS et prévoit de ramener sa présence géographique à moins de 30 pays d'ici 2023.

### **Allocation de capital rigoureuse**

Les investissements au cours de l'exercice 2022 se sont élevés à 7,9 milliards d'euros, dont 5,5 milliards d'euros d'investissements de croissance. 58 % de ces investissements ont été consacrés aux Renouvelables, 20 % aux Infrastructures et 13 % aux activités d'*Energy Solutions*, en ligne avec les priorités stratégiques d'ENGIE.

### **Plan de performance**

Dans un contexte de forte inflation, ENGIE a maintenu sa dynamique d'amélioration de la performance et est en passe d'atteindre son objectif à trois ans, avec une contribution nette de l'EBIT en 2022 de 0,4 milliard d'euros.

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

---

Conformément au plan de sortie du nucléaire en Belgique, le réacteur Doel 3 a été arrêté en septembre 2022 et le réacteur Tihange 2 a été arrêté en février 2023.

En janvier 2023, ENGIE et le gouvernement fédéral belge ont fixé un cadre pour l'extension des réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3, en signant l'accord *Heads of Terms and Commencement of LTO Studies* qui s'appuie sur la lettre d'intention signée le 21 juillet 2022, dont l'objectif est de prolonger la durée de vie opérationnelle des deux réacteurs de dix ans, pour une capacité de production totale de 2 GW.

Cet accord de principe précise certaines modalités dont la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées détenues à parité par l'État belge et ENGIE. Il définit le cadre d'un plafonnement des coûts futurs de gestion des déchets nucléaires et il détermine un ensemble de garanties pour assurer la bonne exécution des engagements de l'exploitant nucléaire. Par cet accord, les deux parties confirment leur objectif de mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour redémarrer en novembre 2026 les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3.

Par ailleurs, en décembre 2022, ENGIE a été informé de la décision de la CPN concernant la réévaluation triennale des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires belges et la gestion de l'aval du cycle du combustible usé. La CPN entend augmenter fortement les provisions de 3,3 milliards d'euros, dont une augmentation de 2,9 milliards d'euros pour celles portées par Synatom et de 0,4 milliard pour celles portées par Electrabel. L'augmentation des provisions proposées par ENGIE était de 0,9 milliard d'euros, par rapport aux 2,9 milliards d'euros proposés par la CPN. ENGIE considère cette hausse de 2,9 milliards d'euros injustifiée et a soumis une proposition ajustée à la CPN.

### Progrès réalisés sur les objectifs clés ESG

En 2022, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont été réduites de 60 millions de tonnes, une baisse de 44 % par rapport à 2017, en ligne avec l'objectif de 43 millions de tonnes d'ici 2030. Les résultats de 2022 ont été positivement impactés par les conditions météorologiques et un taux d'utilisation plus faible de nos centrales à gaz à cycle combiné.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, passant de 34 % à fin 2021 à 38 % à fin 2022, avec l'ajout de 3,9 GW de capacité renouvelables au cours de l'année.

ENGIE continue sa progression dans la sortie du charbon avec la signature en septembre 2022 de la cession de Pampa Sul au Brésil et de la fermeture de Tocopilla au Chili, qui représentaient une capacité installée totale de 0,6 GW. Le Groupe s'est engagé à sortir de tous les actifs charbon en Europe d'ici 2025 et du monde d'ici 2027, comprenant la production charbon pour les réseaux urbains de chaleur et froid. A fin 2022, le charbon représentait 2,6 % du portefeuille de production d'électricité centralisée d'ENGIE.

Sur les enjeux de diversité, ENGIE comptait 30 % de femmes au sein du management à fin 2022. Le Groupe met en œuvre des plans d'actions afin d'atteindre son objectif de parité managériale de 40 % à 60 % entre les hommes et les femmes.

### Santé et sécurité

---

En 2022, le Groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves du travail, dont 4 mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'actions complet continuent d'être implémentés par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble de ses activités et de ses géographies. L'objectif est de répondre aux standards les plus élevés pour le Groupe et ses sous-traitants.

### Revue des données financières de l'année 2022

---

**Le chiffre d'affaires** s'élève à 93,3 milliards d'euros, en hausse de 62,2 % en brut et 60,4 % en organique.

**L'EBITDA** s'est établi à 13,7 milliards d'euros, en hausse de 29,8 % en brut et 27,0 % en organique.

**L'EBIT** est ressorti à 9,0 milliards d'euros, en hausse de 47,2 % en brut et 42,7 % en organique.

- **Taux de change** : un effet global positif de 325 millions d'euros sur l'EBIT, principalement lié à l'appréciation du real brésilien et du dollar américain.
- **Variation du périmètre** : un effet de périmètre négatif net de 115 millions d'euros sur l'EBIT, principalement lié à des événements survenus en 2021. Il s'agit notamment de la vente partielle d'actions de GTT qui a conduit à un changement de méthode de consolidation, des ventes d'actifs réalisées dans le cadre de la rationalisation géographique et de la sortie du charbon du Groupe. Ces effets n'ont été que partiellement compensés par l'acquisition d'Eolia en Espagne en mai 2022.
- **Températures en France** : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 190 millions d'euros, générant une variation négative cumulée de 308 millions d'euros par rapport à 2021 dans les Infrastructures, la Fourniture d'énergie et les activités Autres en France.



## Contribution des activités à l'EBIT

La croissance de l'EBIT est principalement due à la performance des activités GEMS, Thermique et Renouvelables.

En millions d'euros	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique	Dont effet temp. normatif (France) vs. FY 2021
<b>Renouvelables</b>	1 627	1 191	+ 36,6 %	+ 19,1 %	
<b>Infrastructures</b>	2 371	2 314	+ 2,5 %	+ 0,5 %	- 197
<b>Energy Solutions</b>	412	350	+ 17,7 %	+ 16,6 %	
<b>Thermique</b>	1 768	1 183	+ 49,4 %	+ 46,6 %	
<b>Fourniture d'énergie</b>	(7)	232	-	-	- 87
<b>Nucléaire</b>	1 026	959	+ 6,9 %	+ 6,9 %	
<b>Autres</b>	1 848	(85)	-	-	- 24
<i>dont GEMS</i>	2 618	507	-	-	- 24
<b>EBIT</b>	<b>9 045</b>	<b>6 145</b>	<b>+ 47,2 %</b>	<b>+ 42,7 %</b>	<b>- 308</b>
<b>EBIT hors Nucléaire</b>	<b>8 019</b>	<b>5 185</b>	<b>+ 54,7 %</b>	<b>+ 49,1 %</b>	<b>- 308</b>

## Renouvelables : contribution des actifs nouvellement mis en service et amélioration de la productivité

En millions d'euros	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique
EBIT	1 627	1 191	+ 36,6 %	+ 19,1 %
Capex totaux	3 333	1 881	+ 77,2 %	-
CNR – prix captés (€/MWh)	60	56	+ 7,0 %	-
Marges DBSO <sup>3</sup> (contribution EBIT)	102	31	-	-
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
Mises en service (GW à 100 %)	3,9	3,0	+ 30,0 %	
Volumes hydro - France (TWh à 100 %)	12,8	15,2	- 2,4	

Les activités Renouvelables ont enregistré une croissance organique de l'EBIT de 19,1 %, reflétant la contribution de nouvelles capacités dans les principales géographies et technologies du Groupe (+ 268 millions d'euros), le plan de performance (+ 87 millions d'euros), un effet volume positif (+ 69 millions d'euros, principalement lié à l'impact de l'épisode de froid extrême survenu au Texas au premier trimestre 2021 (- 90 millions d'euros) et un effet prix positif (+ 55 millions d'euros, principalement dû à des prix captés plus élevés pour l'hydroélectricité en France, partiellement compensés par des rachats d'hydroélectricité en France et au Portugal dans un contexte de faible hydrologie en Europe). Ces éléments de croissance ont plus que compensé l'effet *one-off* lié à la décision GFOM au Brésil en 2021 (- 300 millions d'euros).

Le partage des bénéfices sur la production hydroélectrique de la CNR en France a augmenté en raison des nouvelles modalités de calculs consécutives à l'adoption de la loi « Aménagement du Rhône » en février 2022. Le taux de taxation varie désormais en fonction des prix de l'électricité captés, allant de 10 % pour la fraction inférieure à 26,5 € / MWh à 80 % pour la fraction supérieure à 80 € / MWh. L'impact sur l'EBIT du Groupe en 2022 s'élève à -176 millions d'euros.



## Infrastructures: forte performance en Amérique latine, partiellement compensée par des températures plus chaudes en Europe

En millions d'euros	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique
EBITDA	4 212	4 121	+ 2,2 %	+ 1,0 %
EBIT	2 371	2 314	+ 2,5 %	+ 0,5 %
Capex totaux	2 321	2 524	- 8,0 %	-
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
Effet température – France (EBIT en m€)	(122)	75	- 197	-
Compteurs communicants – France (m)	10,9	9,2	+ 1,7	-

L'EBIT des activités Infrastructures s'est élevé à 2 371 millions d'euros, en hausse organique de 0,5 %.

L'EBIT des Infrastructures en France est en baisse de 148 millions d'euros en raison d'une baisse des volumes distribués liée à des températures plus élevées qu'en 2021, ainsi que d'une baisse des revenus tarifaires reflétant les révisions réglementaires dont les effets sont lissés sur la période réglementaire de quatre ans. Ces effets ont été partiellement compensés par une croissance significative des revenus à court terme dans les terminaux, le stockage ainsi que le transport, y compris les capacités souscrites de la France vers l'Allemagne.

Le Groupe a réalisé de bonnes performances hors de France avec un EBIT en hausse organique de 160 millions d'euros, principalement grâce à une plus forte contribution de l'Amérique latine, portée par une plus forte croissance intrinsèque et l'indexation des revenus.

## Energy Solutions : hausse des prix de l'énergie et bonne performance commerciale malgré des températures plus élevées

En millions d'euros	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique
Chiffres d'affaires	11 552	9 926	+ 16,4 %	+ 21,1 %
EBIT	412	350	+ 17,7 %	+ 16,6 %
Capex totaux	886	903	- 1,8 %	-
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
Cap. Installée infra. décentralisées (GW)	24,9	24,1 <sup>4</sup>	+ 3,8 %	-
Marge d'EBIT (hors EVBox)	4,6 %	5,0 %	- 45 bps	-
Backlog – concessions en France (Md€)	18,4	16,8	+ 1,6	-

L'EBIT d'Energy Solutions s'est établi à 412 millions d'euros, en hausse organique de 16,6 %.

La croissance organique a été portée par l'impact positif des prix de l'énergie, l'effet positif du plan de performance dans les services d'efficacité énergétique, la dynamique du marché commercial, notamment dans la cogénération et les réseaux urbains de chaleur et de froid. Elle a également bénéficié de la montée en puissance de la production et des améliorations de processus en cours sur EVBox malgré le ralentissement du rythme de croissance du marché des véhicules électriques. Ces éléments ont été partiellement compensés par des températures plus chaudes et plusieurs *one-off* positifs en 2021 sur la production d'énergie sur site.

## Thermique : augmentation des *spreads* et des services auxiliaires grâce aux actifs flexibles en Europe

En millions d'euros	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique
EBITDA	2 235	1 628	+ 37,3 %	+ 33,7 %
EBIT	1 768	1 183	+ 49,4 %	+ 46,6 %
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
CS moyen capté - Europe (€/MWh)	28	19	+ 50 %	-
Capacité installée (GW)	59,5	59,9	- 0,4	-





L'EBIT des activités thermiques s'est élevé à 1 768 millions d'euros, en hausse organique de 47 %. La croissance organique s'explique principalement par un effet prix ( + 992 millions d'euros, liés à des *spreads* captés plus élevés pour les actifs européens, partiellement compensé par l'impact négatif de l'augmentation des prix des combustibles d'approvisionnement au Chili, ainsi que une position gaz défavorable en Australie) et par une plus forte contribution des services auxiliaires et des mécanismes de rémunération ( + 175 millions d'euros). Ces effets ont été partiellement compensés par la baisse des volumes ( - 440 millions d'euros), principalement en Europe, liée à des pannes et plusieurs grèves ainsi que par la taxe sur les bénéfices exceptionnels en Italie que conteste ENGIE.

**Fourniture d'énergie : effets *timing* négatifs, température plus élevée en Europe, plafonnement des prix et mesures de soutien**

En millions d'euros	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique
EBITDA	258	498	- 48,2 %	- 47,3 %
EBIT	(7)	232	-	-
Effet temp. normative – France (EBIT)	(53)	34	- 87	-

L'EBIT des activités de fourniture d'Énergie s'est élevé à - 7 millions d'euros. Sur le plan organique, la diminution ( - 230 millions d'euros) est principalement due à un effet prix négatif en France et à des mesures de soutien aux ménages, partiellement compensé par des revenus plus élevés dans la plupart des autres pays. L'EBIT a diminué de 626 millions d'euros au cours du quatrième trimestre, principalement en raison de l'inversion attendue des effets *timing* principalement liés au mécanisme ARENH existant et des effets climat négatifs.

**Nucléaire : des prix plus élevés conduisant à un partage des bénéfices plus élevé avec la taxe nucléaire belge et le plafonnement de la rente inframarginale**

En million d'euros	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique
EBITDA	1 510	1 403	+ 7,6 %	+ 7,6 %
EBIT	1 026	959	+ 6,9 %	+ 6,9 %
Capex totaux	229	201	+ 14,2 %	-
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
Production (BE + FR, propor., TWh)	42,1	47,4	- 5,4 TWh	-
Disponibilité (Belgique, à 100%)	83,6 %	91,8 %	- 820 bps	-

L'EBIT du Nucléaire s'est élevé à 1 026 millions d'euros, en hausse de 6,9 % en organique. Cette hausse s'explique par des prix captés plus élevés ( + 1 694 millions d'euros, à 97 € / MWh en 2022 contre 60 € / MWh en 2021), ce qui a entraîné une augmentation de la contribution à la taxe nucléaire sur les réacteurs de deuxième génération ( - 759 millions d'euros) et du plafond des recettes issues de la production d'électricité des technologies inframarginales ( - 376 millions d'euros). L'EBIT a par ailleurs été pénalisé par un effet volume négatif ( - 494 millions d'euros) dû à des indisponibilités plus importantes en Belgique (taux de disponibilité de 83,6 %, contre 91,8 % en 2021) et en France.

**Activités « Autres » : forte contribution de GEMS dans des conditions de marché sans précédent**

L'EBIT de GEMS s'est élevé à 2 618 millions d'euros, soit une augmentation organique de 2 087 millions d'euros par rapport à 2021.

En tant qu'acteur intégré, ENGIE opère sur les marchés de l'énergie par le biais de GEMS. Il s'approvisionne en énergie, commercialise sa propre production et couvre ses positions en amont et en aval pour répondre aux



besoins de ses clients en matière de gestion des risques et de décarbonation, et de sécurité d'approvisionnement en Europe. GEMS a connu un niveau d'activité record sur l'ensemble de ses segments dans un environnement de prix et de volatilité exceptionnellement élevés. GEMS a également continué à bénéficier des optionnalités inhérentes à ses contrats commerciaux, en optimisant en particulier les contrats long terme.

## Résultat net récurrent part du Groupe (activité poursuivies) de 5,2 milliards d'euros Résultat net part du Groupe de 0,2 milliard d'euros

En milliards d'euros	2022
<b>RNRpg</b> (activités poursuivies)	<b>5,2</b>
<i>MtM</i> des commodités	(3,7)
Pertes de valeur	(2,8)
Coûts de restructuration	(0,2)
Plus-values de cession	2,2
Résultat financier non récurrent	(1,2)
Impôts non récurrents	1,5
Autres <sup>5</sup>	(0,8)
<b>RNpg</b>	<b>0,2</b>

**Le résultat net récurrent part du Groupe** des activités poursuivies s'est élevé à 5,2 milliards d'euros contre 2,9 milliards d'euros au 31 décembre 2021. Cette hausse est principalement due à la forte croissance de l'EBIT et à la baisse du taux effectif d'impôt récurrent de 29,3 % à 22,6 %.

**Le résultat net part du Groupe** s'est élevé à 0,2 milliard d'euros. La baisse de 3,4 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2021 est principalement liée à l'effet négatif du *mark-to-market* sur les contrats de commodités autres que les instruments de *trading*, aux pertes de valeur, à la comptabilisation d'une perte de crédit sur Nord Stream 2, à l'augmentation de la provision pour la gestion du combustible utilisé des centrales nucléaires belges. Cette baisse a été partiellement compensée par la plus-value réalisée sur la vente d'EQUANS.

Les pertes de valeurs s'élèvent à 2,8 milliards d'euros en 2022, principalement liées aux conséquences de la révision triennale des provisions nucléaires sur les actifs à constater au titre des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires, à la poursuite du programme de sortie du charbon et à la poursuite de cessions d'actifs non stratégiques dont les centrales thermiques notamment au Chili et au Maroc.

Les plus-values s'élèvent à 2,2 milliards d'euros, principalement liées à la vente d'EQUANS, à la vente de 24,6 % de GTT, aux résultats négatifs liés aux cessions des activités *Energy Solutions* en France et en Afrique, et des effets de l'achat de parts des actifs renouvelables en Inde dont les obligations de refinancement arrivent à échéances en 2023.

## Un bilan et un dispositif de gestion des liquidités solides qui ont permis à ENGIE de maîtriser les effets de la volatilité des marchés

**Le Cash Flow From Operations** s'est établi à 8,0 milliards d'euros, en hausse de 1,6 milliard d'euros par rapport à 2021. Cette augmentation est principalement liée à la hausse des flux de trésorerie d'exploitation (+ 2,6 milliards d'euros) porté par un EBITDA plus élevé (+ 3,1 milliards d'euros).

Le **Besoin en Fonds de Roulement** était négatif de 2,4 milliards d'euros, identique à l'année précédente, avec une variation stable sous l'effet de prix net négatifs (- 4,8 milliards d'euros), principalement en raison d'une valorisation plus élevée des stocks de gaz (- 1,8 milliard d'euros), des créances nettes (- 2,3 milliards d'euros), des volumes de fourniture d'énergie non facturés (- 0,5 milliard d'euros, liés à l'énergie en compteur) et du bouclier tarifaire européen (- 1,0 milliard d'euros, dû au gel des tarifs du gaz et de l'électricité en France (- 1,7 milliard d'euros), du bouclier tarifaire en Roumanie et du tarif social en Belgique (- 0,6 milliard d'euros), partiellement compensé par la prise en compte du gel des tarifs du gaz en France (+ 1,4 milliard d'euros)). Ces

10



effets sont compensés par les effets positifs d'appels de marge (+ 4,0 milliards d'euros) et des activités nucléaires (+ 1,5 milliard d'euros, principalement la taxe G2, le plafonnement des revenus inframarginaux et la révision du tarif ONDRAF).

Le niveau de **liquidités** s'est établi à 20,9 milliards d'euros, dont 15,7 milliards d'euros de disponibilités<sup>6</sup>. Le Groupe a maintenu un niveau de liquidité élevé, en instaurant des actions spécifiques pour gérer la pression sur les liquidités, générée notamment par les niveaux sans précédent du prix des commodités.

**La dette financière nette** s'est établie à 24,1 milliards d'euros, en baisse de 1,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2021.

Cette diminution est liée aux :

- le *Cash Flow From Operations* de 8,0 milliards d'euros,
- les cessions de 9,0 milliards d'euros, principalement liées à la cession d'EQUANS.

Ces effets positifs ont été seulement partiellement compensés par :

- des dépenses d'investissement sur la période de 7,9 milliards d'euros,
- des versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle de 2,7 milliards d'euros,
- financement et dépenses encourues de la sortie du nucléaire<sup>7</sup> en Belgique de 2,0 milliards d'euros,
- droits d'usage de 1,2 milliard d'euros, notamment ceux consécutifs à la prolongation de la concession hydroélectrique de la CNR,
- divers autres éléments à hauteur de 1,9 milliard d'euros, principalement liés aux effets de change.

Le coût moyen de la dette brute s'est élevé à 2,73 %, en hausse de 8 points de base par rapport au 31 décembre 2021.

**La dette nette économique** s'est élevée à 38,8 milliards d'euros, en hausse de 0,5 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2021, principalement en raison de l'augmentation des provisions pour démantèlement, remise en état de site et gestion de l'aval du cycle nucléaire (+3,9 milliards d'euros, comprenant principalement l'augmentation des provisions nucléaires de +3,3 milliards d'euros consécutive à la révision triennale) et d'autres variations (+1,1 milliard d'euros qui comprend essentiellement la variation de la juste valeur des actifs dédiés relatifs aux provisions nucléaires et aux investissements financiers dérivés associés). Ces éléments ont été en partie compensés par les investissements de Synatom et les dépenses liées aux déchets/démantèlement (-2,0 milliards d'euros), la diminution de l'endettement financier net (-1,3 milliard d'euros) et des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (-1,2 milliard d'euros).

**Le ratio dette nette économique / EBITDA** s'élève à 2,8x, en baisse de 0,8x par rapport au 31 décembre 2021 et est en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

Le 22 avril 2022, 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 1<sup>er</sup> septembre 2022, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 pour les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 29 septembre 2022, 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 2022 est disponible sur le site internet du Groupe : [Résultats financiers 2022 \(engie.com\)](https://www.engie.com/fr/fr/actualites/2023/03/2023-03-20-01)

#### Evènements à venir

<b>26 avril 2023</b>	Assemblée générale des actionnaires
<b>03 mai 2023</b>	Paiement du dividende pour l'année fiscale 2022
<b>11 mai 2023</b>	Publication des informations financières au 31 mars 2023
<b>28 juillet 2023</b>	Publication des informations financières au 30 juin 2023

#### 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> 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>3</sup> *Develop, Build, Share and Operate*

<sup>4</sup> Données retraitées pour exclure les pays dont ENGIE s'est retiré ou a arrêté le développement suite à la rationalisation géographique présentée en mai 2021

<sup>5</sup> Principalement le résultat non récurrent des intérêts minoritaires, le résultat financier non-récurrent et le résultat net d'EQUANS

<sup>6</sup> Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires

<sup>7</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 2022 (sous le numéro D.22-079). 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)

 [ENGIEpress](https://twitter.com/ENGIEpress)

#### **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€)	31 Déc. 2021	31 Déc. 2022	<b>Passif</b> (Md€)	31 Déc. 2021	31 Déc. 2022
<b>Total actifs non courants</b>	<b>117,4</b>	<b>131,5</b>	Capitaux propres part du Groupe	37,0	34,3
<b>Total actifs courants</b>	<b>107,9</b>	<b>104,0</b>	Participation ne donnant pas le contrôle	5,0	5,0
<i>dont trésorerie et équivalents de trésorerie</i>	13,9	15,6	<b>Total des capitaux propres</b>	<b>42,0</b>	<b>39,3</b>
<b>TOTAL</b>	<b>225,3</b>	<b>235,5</b>	Provisions	25,5	27,0
			Dettes financières	41,0	40,6
			Autres dettes	116,8	128,6
			<b>TOTAL</b>	<b>225,3</b>	<b>235,5</b>

## Compte de résultat

(m€)	2021	2022
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>57 866</b>	<b>93 865</b>
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(38 861)	(74 535)
Charges de personnel	(7 692)	(8 078)
Amortissements, dépréciations et provisions	(4 840)	(5 187)
Impôts et taxes	(1 479)	(3 380)
Autres produits opérationnels	1 122	1 624
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	800	1 059
<b>Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</b>	<b>6 916</b>	<b>5 367</b>
Pertes de valeur, restructurations, effets de périmètre et autres éléments non récurrents	(194)	(4 241)
<b>Résultat des activités opérationnelles</b>	<b>6 722</b>	<b>1 127</b>
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 350)</b>	<b>(3 003)</b>
<i>dont coût de la dette nette</i>	<i>(851)</i>	<i>(900)</i>
<i>dont coût des dettes de location</i>	<i>(35)</i>	<i>(73)</i>
<i>dont éléments non récurrents inclus dans le résultat financier</i>	<i>144</i>	<i>(1 184)</i>
<i>dont autres</i>	<i>(608)</i>	<i>(845)</i>
Impôts sur les bénéfices	(1 695)	83
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	(96)	(172)
<b>Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</b>	<b>79</b>	<b>2 182</b>
<b>RESULTAT NET PART DU GROUPE</b>	<b>3 661</b>	<b>216</b>

## Etat de flux de trésorerie

(m€)	2021	2022
<b>Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt</b>	<b>9 806</b>	<b>12 415</b>
Impôt décaissé	(603)	(1 504)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2,377)	(2 424)
<b>Flux issus des activités opérationnelles liés aux activités poursuivies</b>	<b>6 826</b>	<b>8 488</b>
<b>Flux issus des activités opérationnelles liés aux activités non poursuivies</b>	<b>486</b>	<b>98</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITES OPERATIONNELLES</b>	<b>7 312</b>	<b>8 586</b>
Investissements corporels et incorporels	(5 902)	(6 207)
Investissements financiers	(2 310)	(521)
Cessions d'immobilisations et participations, perte de contrôle sur filiales	173	5 560
<b>Flux issus des activités d'investissements liés aux activités poursuivies</b>	<b>(8 039)</b>	<b>(1 167)</b>
<b>Flux issus des activités d'investissement liés aux activités non poursuivies</b>	<b>(3 003)</b>	<b>(3 123)</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITES D'INVESTISSEMENTS</b>	<b>(11 042)</b>	<b>(4 290)</b>
Dividendes payés	(1 859)	(2 665)
Remboursement/augmentation de dettes financières	3 299	(2 303)
Intérêts financiers versés/reçus et variation de actifs financiers	(667)	(628)
Augmentation de capital	226	(259)
Autres flux	1 330	(143)
<b>Flux issus des activités de financement liés aux activités poursuivies</b>	<b>2 329</b>	<b>(5 997)</b>
<b>Flux issus des activités de financement liés aux activités non poursuivies</b>	<b>2 519</b>	<b>3 019</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITES DE FINANCEMENT</b>	<b>4 848</b>	<b>(2 979)</b>
Effet des variations de change et divers	465	726
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PERIODE</b>	<b>1 350</b>	<b>1 680</b>
Reclassification de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	(440)	0
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>12 980</b>	<b>13 890</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>13 890</b>	<b>15 570</b>

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

Le **chiffre d'affaires**, à 93,9 milliards d'euros, a augmenté de 62,2 % en brut et de 60,4 % en organique.

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

Chiffre d'affaires <i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Variation brute	Variation organique
<b>Renouvelables</b>	6 216	3 653	+ 70,1 %	+ 58,3 %
<b>Infrastructures</b>	6 961	6700	+ 3,9 %	+ 2,9 %
<b>Energy Solutions</b>	11 552	9 926	+ 16,4 %	+ 21,1 %
<b>Thermique</b>	7 129	4 089	+ 74,3 %	+ 62,6 %
<b>Fourniture d'énergie</b>	16 810	10 396	+ 61,7 %	+ 61,3 %
<b>Nucléaire</b>	35	56	- 37,7 %	- 37,7 %
<b>Autres</b>	45 163	23 046	+ 96,0 %	+ 92,6 %
<i>dont GEMS</i>	45 137	22 870	+ 97,4 %	+ 92,7 %
<b>Groupe ENGIE</b>	<b>93 865</b>	<b>57 866</b>	<b>+ 62,2 %</b>	<b>+ 60,4 %</b>

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 6 216 millions d'euros, en hausse de 70,1 % en brut et de 58,3 % en organique. La croissance brute est principalement liée à des effets de change favorables provenant principalement de l'appréciation du real brésilien par rapport à l'euro. L'augmentation du chiffre d'affaires organique est principalement due aux capacités ajoutées et à la hausse des prix de l'hydro en France.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 6 961 millions d'euros, en hausse de 3,9 % en brut et de 2,9 % en organique. L'augmentation brute s'explique par des effets de changes favorables principalement en Amérique latine et à l'effet de périmètre lié aux cessions de la Turquie et de l'Argentine. Le chiffre d'affaires des Infrastructures en France a augmenté grâce à une hausse significative des volumes transportés, notamment avec des flux inversés ouest-est exceptionnels, les terminaux méthaniers ainsi que les activités de stockage reflétant les opérations pour compte propre (au Royaume-Uni) ont compensé la baisse des volumes dans la distribution et l'évolution attendue des tarifs. Pour les Infrastructures hors de France, le chiffre d'affaires a augmenté en organique, notamment en Amérique latine, avec des volumes distribués plus importants. La baisse des revenus au Brésil reflète la diminution des revenus de construction à la suite de la mise en service progressive des lignes de transmission.

Le chiffre d'affaires des activités d'**Energy Solutions** s'est élevé à 11 552 millions d'euros, en hausse de 16,4 % en brut et de 21,1 % en organique. L'augmentation brute comprend un effet de change positif, notamment lié au dollar américain et des effets de périmètre. En organique, le chiffre d'affaires en France a augmenté de manière significative sur toutes les activités : services de performance énergétique, réseaux locaux d'énergie et production d'énergie sur site. Les activités internationales ont également augmenté de manière significative lié aux prix des commodités dans toutes les zones géographiques.

Le chiffre d'affaires des activités **Thermiques** s'est élevé à 7 129 millions d'euros, en hausse de 74,3 % en brut et de 62,6 % en organique. L'augmentation brute a bénéficié d'effets de change positifs principalement au Chili, au Pérou et au Pakistan. La performance organique est principalement liée à un niveau de *spread* exceptionnel et une augmentation des services ancillaires en Europe. Les activités sur le continent américain affichent une croissance positive grâce à l'indexation des contrat long-terme de vente d'électricité dans un contexte de hausse des prix des commodités et de l'inflation.





Le chiffre d'affaires des activités de **Fourniture d'énergie** s'est élevé à 16 810 millions d'euros, en hausse de 61,7 % en brut et de 61,3 % en organique. L'augmentation brute est principalement due à la hausse à des effets de change favorables. L'augmentation organique est liée à la hausse des prix des commodités, compensée par un effet volume négatif principalement dû à des températures plus chaudes.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** est non significatif après élimination des opérations intragroupes, puisque la production a été vendue en interne à d'autres activités du Groupe.

Le chiffre d'affaires des activités « **Autres** » s'élève à 45 163 millions d'euros. L'augmentation par rapport à 2021 est principalement due à GEMS (+ 45 137 millions d'euros), notamment impacté par l'augmentation des prix des commodités combinée à une croissance des volumes.

### ANNEXE 3: MATRICE DE L'EBIT

<b>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>	375	313	796	172	9	(39)	<b>1 627</b>
<b>Infrastructures</b>	1 675	49	658	(3)		(8)	<b>2 371</b>
<b>Energy Solutions</b>	311	148	(5)	23	58	(123)	<b>412</b>
<b>Thermique</b>		1 278	51	44	417	(22)	<b>1 768</b>
<b>Fourniture d'énergie</b>	(164)	115	6		49	(13)	<b>(7)</b>
<b>Nucléaire</b>		1 026					<b>1 026</b>
<b>Autres</b> <i>dont GEMS</i>		(16)		(11)		1 875 2 618	<b>1 848</b> <b>2 618</b>
<b>Groupe ENGIE</b>	<b>2 197</b>	<b>2 913</b>	<b>1 506</b>	<b>226</b>	<b>532</b>	<b>1 671</b>	<b>9 045</b>

<b>2021</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>	273	117	846	(6)	8	(47)	<b>1 191</b>
<b>Infrastructures</b>	1 823	77	403		18	(7)	<b>2 314</b>
<b>Energy Solutions</b>	307	132	(5)	48	27	(159)	<b>350</b>
<b>Thermique</b>		564	189	41	421	(32)	<b>1 183</b>
<b>Fourniture d'énergie</b>	202	28			25	(23)	<b>232</b>
<b>Nucléaire</b>		959					<b>959</b>
<b>Autres</b> <i>dont GEMS</i>		2		(1)		(86) 507	<b>(85)</b> <b>507</b>
<b>Groupe ENGIE</b>	<b>2 605</b>	<b>1 880</b>	<b>1 433</b>	<b>82</b>	<b>498</b>	<b>(355)</b>	<b>6 145</b>



## ANNEXE 4: OBJECTIFS 2023-2025 – PRINCIPALES HYPOTHESES ET INDICATIONS

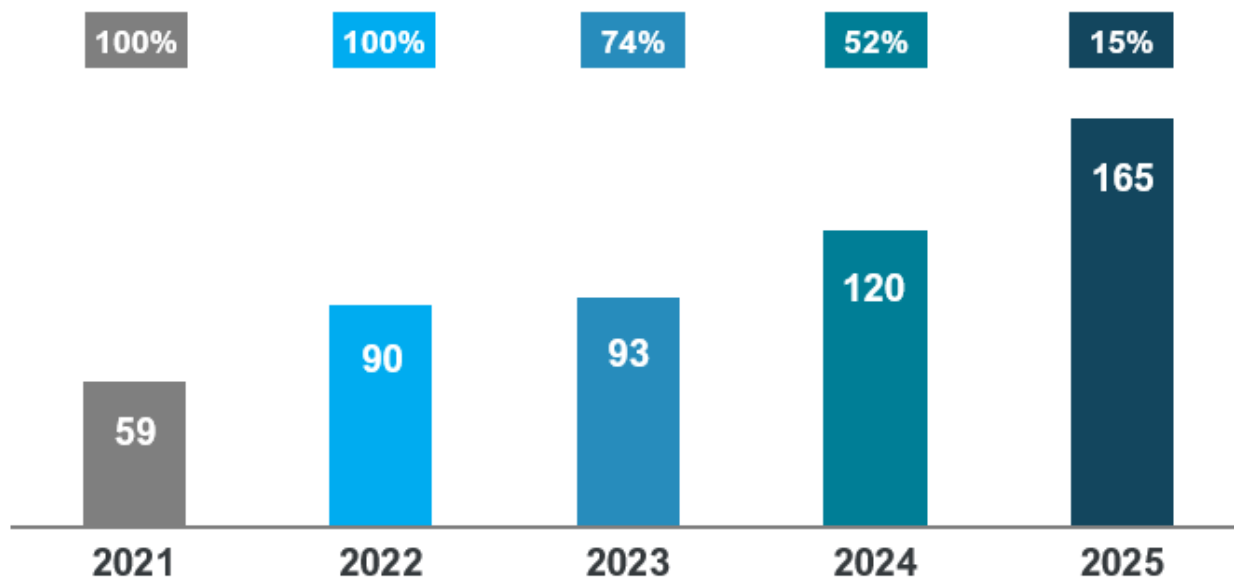
---

- *Guidance* et indications sur la base des activités poursuivies
- Absence de changement de méthode comptable
- Absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique
- Revue réglementaire des Infrastructures en France en 2024 et 2025
- Rente inframarginale basée sur les textes légaux en vigueur et contingences complémentaires
- 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 pour 2023, 1,09 pour 2024 and 1,10 pour 2025
  - € / BRL: 5,56 sur la période 2023-25
- Disponibilité des centrales nucléaires en Belgique: environ 90 % en 2023, 92 % en 2024 and 94 % en 2025 – sur la base de disponibilité telle que publiée sur REMIT au 01/01/2023
- Contingences pour les activités Nucléaires en Belgique de 0,5 milliard d'euros en 2023, 0,5 milliard d'euros en 2024 et 0,2 milliard d'euros en 2025
- Prix des commodités au 30 décembre 2022
- Résultat financier net récurrent de (2,2) – (2,6) milliards d'euros par an entre 2023 et 2025
- Taux récurrent effectif d'imposition : 23-26 % sur 2023-2025

## ANNEXE 5: PRODUCTION ELECTRIQUE *OUTRIGHT* EN EUROPE (NUCLEAIRE ET HYDRO)

### Positions de couverture & prix captés

Au 31 décembre 2022, 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 la période 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>	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Variation brute/organique
<b>Chiffres d'affaires</b>	<b>93 865</b>	<b>57 866</b>	<b>+ 62,2 %</b>
Effet périmètre	- 21	- 807	
Effet change		1 462	
<b>Données comparables</b>	<b>93 844</b>	<b>58 527</b>	<b>+ 60,4 %</b>

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Variation brute/organique
<b>EBITDA</b>	<b>13 713</b>	<b>10 563</b>	<b>+ 29,8 %</b>
Effet périmètre	- 48	- 219	
Effet change		418	
<b>Données comparables</b>	<b>13 665</b>	<b>10 762</b>	<b>+ 27,0 %</b>

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2022	31 décembre 2021	Variation brute/organique
<b>EBIT</b>	<b>9 045</b>	<b>6 145</b>	<b>+ 47,2 %</b>
Effet périmètre	- 47	- 163	
Effet change		325	
<b>Données comparables</b>	<b>8 998</b>	<b>6 307</b>	<b>+ 42,7 %</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.