



# Rapport financier semestriel 2024



# Table des matières

1. Analyse des performances de l'entreprise	3
1.1. Résultats consolidés et situation financière d'Elia Group pour les six premiers mois de 2024	3
1.1.1. Segment Elia Transmission (Belgique)	6
1.1.2. Segment 50Hertz (Allemagne)	10
1.1.3. Segment Activités non régulées et Nemo Link	14
2. Déclaration portant sur l'image fidèle donnée par les états financiers consolidés semestriels résumés et sur le caractère fidèle du rapport de gestion intermédiaire	16
3. États financiers intermédiaires consolidés résumés	17
4. Notes relatives aux états financiers intermédiaires consolidés résumés	23
5. Rapport du collège des commissaires à l'organe d'administration de Elia Group SA sur l'examen limité de l'information financière consolidée intermédiaire résumée pour la période de six mois close le 30 juin 2024	55
6. Indicateurs alternatifs de performance	56

# 1. Analyse des performances de l'entreprise

## 1.1. Résultats consolidés et situation financière d'Elia Group pour les six premiers mois de 2024

### Faits marquants

- L'exécution du programme d'investissement en Belgique et en Allemagne combinée à la forte performance opérationnelle des entités régulées ainsi qu'à l'augmentation de la contribution de Nemo Link s'est traduite par un résultat net de €181,6 millions soit une croissance à deux chiffres du résultat par action
- Le financement est en bonne voie pour assurer la mise en œuvre du programme d'investissement

### Chiffres clés

Chiffres clés (en millions €)	1S 2024	1S 2023
Produits, autres produits et produits (charges) nets réglementaires	1 914,3	1 889,3
Entreprises mises en équivalence	23,5	15,0
EBITDA	678,1	605,9
EBIT	385,8	336,3
Charges financières nettes	(80,5)	(60,4)
<b>Résultat de la période</b>	<b>218,8</b>	<b>199,7</b>
Intérêts minoritaires	22,6	22,5
<b>Résultat de la période attribuable au groupe</b>	<b>196,2</b>	<b>177,2</b>
Titres hybrides	14,5	14,6
<b>Résultat de la période attribuable aux propriétaires d'actions ordinaires</b>	<b>181,6</b>	<b>162,5</b>
<b>Chiffres clés de la situation financière (en millions €)</b>	<b>2024</b>	<b>2023</b>
Total des actifs	22 265,7	19 390,1
Capitaux propres attribuable aux propriétaires de la société	5 233,7	5 088,5
Dette financière nette	10 099,9	8 641,9
Dette financière nette, hors mécanismes EEG et assimilés	10 773,4	8 994,5
<b>Chiffres clés par action</b>	<b>1S 2024</b>	<b>1S 2023</b>
Résultat par action (en €) (part Elia)	2,5	2,21
Capitaux propres attribuable aux propriétaires de la société par action (en €)	64,4	61,00

Voir le glossaire pour les définitions

Les chiffres comparatifs pour le total des actifs, le total des capitaux propres et la dette financière nette présentent la position au 31/12/2023.

En vertu de la norme IFRS 8, le Groupe a identifié les segments opérationnels suivants :

- **Elia Transmission (Belgique)**, qui comprend les activités régulées en Belgique (c.-à-d. les activités régulées d'Elia Transmission Belgium) ;
- **50Hertz Transmission (Allemagne)**, qui comprend les activités régulées en Allemagne ;
- **Le segment non régulé & Nemo Link**, qui comprend les activités non régulées d'Elia Group, Nemo Link, Elia Grid International, Eurogrid International, re.alto, WindGrid (y compris energyRe Giga) et les coûts de financement associés à l'acquisition d'une participation de 20% supplémentaire dans Eurogrid GmbH en 2018.

**Arrondi** – En règle générale, tous les chiffres sont arrondis. Les différences sont calculées par rapport aux données sources avant l'arrondi. Il est par conséquent possible que certaines différences ne s'additionnent pas.

## Aspects financiers

Le résultat net d'Elia Group a augmenté de 9,6% pour atteindre €218,8 millions :

- **Elia Transmission (Belgique)** a enregistré de solides performances, affichant un résultat net de €98,6 millions (+€15,5 millions). Cette hausse du résultat est principalement attribuable à une augmentation de la marge équitable soutenue par la hausse des capitaux propres et l'amélioration du rendement des capitaux propres, à une meilleure performance liée aux incitants et à l'activation des coûts d'emprunt liés à la croissance de la base d'actifs. Elle a été partiellement neutralisée par le mécanisme régulateur de décompte suite à l'examen des soldes 2023.
- **50Hertz Transmission (Allemagne)** (sur une base de 100%) a enregistré un résultat net stable qui s'élève à €112,3 millions (-€0,2 million). Cette stabilité s'explique essentiellement par l'augmentation de la rémunération des investissements résultant de la croissance des actifs (bien que la rémunération des fonds propres définie par le cadre régulateur applicable en 2024 soit plus faible pour les actifs antérieurs à 2024) et, de la performance sur nos coûts opérationnels liée à la hausse des revenus de l'année de base. Ces éléments ont été partiellement compensés par la baisse du résultat financier et l'augmentation des amortissements.
- **Le segment non régulé & Nemo Link** a enregistré une augmentation de son résultat net qui s'élève à €7,9 millions (+€3,9 millions). Cette hausse peut être attribuée à l'augmentation de la contribution de Nemo Link vu que nous avons entamé une nouvelle période d'évaluation de 5 ans et que nous n'avons pas atteint le cap cumulatif, contrairement à 2023. Cette augmentation est toutefois neutralisée par une augmentation des coûts encourus pour WindGrid, en ce compris les coûts opérationnels d'energyRe Giga et l'augmentation des coûts associés au financement de la transaction energyRe Giga.

Le **résultat net d'Elia Group attribuable aux propriétaires d'actions ordinaires** (après déduction des €22,6 millions d'intérêts minoritaires et des €14,5 millions attribuables aux propriétaires de titres hybrides) a augmenté pour s'établir à €181,6 millions. Cette hausse s'explique par la mise en œuvre du programme d'investissement en Belgique et en Allemagne, par la solide performance opérationnelle des entités régulées et par la contribution plus importante de Nemo Link.

Au premier semestre de l'année, Elia Group a investi €1.735,9 millions, en continuant de concentrer ses efforts sur la consolidation de l'épine dorsale interne des réseaux belge et allemand, le développement des infrastructures offshore nécessaires et la poursuite de la digitalisation de nos infrastructures.

Fin juin 2024, Elia Group affichait une **dette financière nette totale, hors mécanismes EEG et assimilés**, de €10.773,4 millions (+€1.778,9 millions). Cette augmentation est, pour l'essentiel, imputable à la réalisation du programme d'investissement en Belgique et en Allemagne, lequel reposait surtout sur un financement provenant du flux de trésorerie opérationnel ainsi que sur la sollicitation du marché de l'emprunt. Par ailleurs, le groupe a également financé son investissement dans energyRe Giga par la dette. Dans la lignée de ses objectifs de financement durable, ETB a émis avec succès sa deuxième obligation verte de €800 millions à un taux fixe de 3,75%, destinée à financer des projets verts éligibles. En outre, Eurogrid a levé un montant record de €1,5 milliard par le biais d'une obligation verte à deux tranches : la première tranche, une obligation d'une valeur de €700 millions, est assortie d'une durée de 5 ans et d'un coupon de 3,59%, et la seconde tranche, une obligation d'une valeur de €800 millions, est assortie d'une durée de 10 ans et d'un coupon de 3,92%. Ces initiatives s'alignent sur le plan d'action climatique de l'UE et sur l'objectif de 50Hertz visant à atteindre une consommation énergétique 100% renouvelable dans la zone de son réseau d'ici 2032. De plus, ETB et Eurogrid ont renforcé leurs positions de liquidité avec de nouvelles facilités de crédit. ETB a signé une nouvelle facilité de crédit renouvelable (RCF) de €1,26 milliard, pour remplacer sa précédente facilité de crédit renouvelable liée au développement durable. Eurogrid a mis en place avec succès un RCF de €3 milliards, valable jusqu'en 2027.

En février, Elia Group a finalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans energyRe Giga avec un investissement initial de US\$250 millions, financé par un emprunt à terme de €300 millions, qui a servi à refinancer un crédit-pont contracté au moment de la signature de la transaction. Enfin, au début du mois de juin, Elia Group est de nouveau rentré sur le marché avec l'émission d'une obligation senior d'un montant de €600 millions, avec une échéance de 7 ans et un coupon de 3,875%. Le produit net de cette émission sera consacré à des objectifs généraux du Groupe, notamment au financement d'Eurogrid et au refinancement de la dette existante. Ces activités ont entraîné une augmentation du coût moyen de la dette d'Elia Group à 2,79% (+ 69 pb). La notation d'Elia Group par Standard & Poor's reste inchangée à BBB, avec des perspectives stables.

Les **capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société** ont augmenté légèrement de €145,2 millions pour s'établir à €5.233,7 millions (+2,9%). Cette hausse s'explique principalement par le résultat attribuable aux propriétaires de la société (+€196,2 millions), par l'augmentation des réserves de couverture (+€61,2 millions), par la réévaluation de la juste valeur de la participation de 50Hertz dans EEX (+€52,7 millions) et par la réévaluation des obligations au titre des prestations définies (+€8,7millions). Ces effets ont été partiellement contrebalancés par le versement du dividende 2023 (-€146,3 millions), les coûts liés aux obligations hybrides (-€25,6 millions) et l'évaluation d'actions propres suite au contrat de liquidité (-€0,6 million).

## 1.1.1. Segment Elia Transmission (Belgique)

### Faits marquants

- Réalisation des investissements visant à garantir un réseau électrique fiable et promouvoir l'électrification durable de la société
- Le début d'une nouvelle période tarifaire est marqué par une rémunération des fonds propres qui inclut un mécanisme de réévaluation lié à l'évolution de l'OLO à 10 ans
- Solide performance opérationnelle suite à la croissance de la base d'actifs, entraînant une hausse de la marge équitable et une bonne performance liée aux incitants
- ETB a placé avec succès une deuxième émission verte de €800 millions engendrant une dette financière nette totale de €3.855,2 millions. En outre, il a renforcé sa position de liquidité par le biais d'une nouvelle facilité de crédit renouvelable liée au développement durable pour un montant de €1,26 milliard.

### Chiffres clés

Elia Transmission chiffres clés (en millions €)	1S 2024	1S 2023
Produits, autres produits et produits (charges) nets régulatoires	779,3	673,1
Produits	610,1	650,2
Autres produits	80,6	26,5
Produits (charges) nets régulatoires	88,6	(3,5)
Entreprises mises en équivalence	1,5	1,7
EBITDA	282,5	247,1
EBIT	162,2	136,9
Charges financières nettes	(32,0)	(28,1)
Charge d'impôt sur le résultat	(31,6)	(25,7)
<b>Résultat net</b>	<b>98,6</b>	<b>83,1</b>
Chiffres clés de la situation financière (en millions €)	2024	2023
Total des actifs	8 485,2	8 277,8
Total des capitaux propres	2 982,5	2 915,7
Dette financière nette	3 855,2	3 479,1
Cash flow libre	(370,9)	(195,5)

Voir le glossaire pour les définitions

Les chiffres comparatifs pour le total des actifs, le total des capitaux propres et la dette financière nette présentent la position au 31/12/2023.

### Aspects financiers

Pour le premier semestre de 2024, Elia Transmission a rapporté des **produits d'exploitation** de €779,3 millions, soit une hausse de 15,8% par rapport à la même période en 2023, quand les produits d'exploitation s'élevaient à €673,1 millions. Ils ont été impactés par l'augmentation du résultat net régulé, l'augmentation des amortissements consécutive à la croissance de la base d'actifs et la hausse des charges financières nettes liées à l'émission d'une obligation verte par ETB, et atténués par une augmentation des produits d'intérêt sur les dépôts.

(en millions €)	1H 2024	1H 2023
<b>Produits du réseau :</b>	<b>585,1</b>	<b>631,5</b>
Raccordements au réseau	26,7	23,2
Gestion et développement de l'infrastructure du réseau	237,0	231,1
Gestion du système électrique	60,7	76,5
Compensation des déséquilibres	185,6	134,8
Intégration du marché	10,4	10,4
Revenus internationaux	64,7	155,5
Last-mile connexion	1,7	1,6
Autres produits	23,2	17,1
<b>Sous-total produits</b>	<b>610,1</b>	<b>650,2</b>
Autres produits	80,6	26,5
Produits (charges) nets du mécanisme de décompte	88,6	(3,5)
<b>Total des produits et autres produits</b>	<b>779,3</b>	<b>673,1</b>

Les **revenus internationaux** ont diminué de 58,4%, passant de €155,5 millions à €64,7 millions. Cette baisse peut être attribuée majoritairement à la diminution des produits annuels des ventes aux enchères (-€86,1 millions). Les enchères annuelles pour 2023 ont eu lieu en novembre 2022, au plus fort de la crise, dans un contexte d'indisponibilité du nucléaire en France, ce qui a eu pour effet une hausse des prix. Toutefois, la situation s'est avérée plus stable et moins tendue en 2024.

Les services rendus dans le cadre de la gestion de l'énergie et de l'équilibrage individuel des groupes d'équilibrage sont payés par le biais des revenus issus de la **compensation des déséquilibres**. Ces revenus ont augmenté de €134,8 millions à €185,6 millions (+37,7%, ou +€50,8 millions). Cette hausse peut être attribuée majoritairement à une augmentation tarifaire pour les services de gestion des réserves de puissance et du black-start (+€35 millions) ainsi qu'à une augmentation des produits issus des tarifs pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des parties responsables de l'équilibre individuel (+€15 millions). Cette dernière était principalement due aux prix de déséquilibre négatifs pendant plusieurs mois, ce qui a généré des revenus lorsque le déséquilibre du système et les parties responsables de l'équilibre étaient en surcapacité (situations d'incompressibilité<sup>1</sup>).

Entretemps, les revenus issus de la **gestion du système électrique** ont baissé de 20,6%, passant de €76,5 millions à €60,7 millions, en grande partie en raison d'une baisse tarifaire de €20,0 millions pour la gestion du système électrique. Celle-ci a été partiellement compensée par une hausse de €5,0 millions des revenus issus du tarif de la puissance réactive de l'opérateur de réseaux de distribution.

Les revenus provenant des **raccordements au réseau** ont augmenté, passant de €23,2 millions à €26,7 millions (+€3,5 millions), ce qui s'explique principalement par la hausse des tarifs pour les raccordements et les études.

Les revenus issus de la **gestion et du développement de l'infrastructure du réseau et de l'intégration du marché** sont restés assez stables et ont eu une incidence minimale sur l'évolution des revenus entre le premier semestre de 2023 et 2024.

Le **mécanisme de décompte** a augmenté de -€3,5 millions en 2023 à €88,6 millions en 2024 et couvre tant les écarts survenus au cours de l'exercice considéré par rapport au budget approuvé par le régulateur (-€46,5 millions) que la compensation d'excédents nets de la période tarifaire précédente (€134,3 millions). L'excédent opérationnel (-€46,5 millions) par rapport aux charges prévues et revenus autorisés par le régulateur sera restitué aux consommateurs au cours d'une période tarifaire ultérieure. L'excédent résulte principalement de la hausse des coûts influençables (+€5,5 millions) et d'une hausse du résultat net (+€1,7 million). Cette situation a été plus que contrebalancée par l'augmentation des ventes tarifaires (-€35,4 millions), la baisse des coûts des services auxiliaires (-€12,9 millions), l'augmentation des ventes internationales (-€11,0 millions) et l'ajustement du budget gérable (-€5,2 millions) et d'autres différences temporaires (-€7,4 millions).

<sup>1</sup> Excès de production sur le réseau par rapport à la demande qui ne peut pas être facilement réduit/limité.

L'**EBITDA** a progressé pour s'établir à €282,5 millions (+14,3%) en raison de l'augmentation du résultat net régulé, de l'augmentation des amortissements liée à la croissance de la base d'actifs et de celle des charges financières nettes, toutes répercutées au niveau des revenus. L'**EBIT** a également augmenté en dépit de l'augmentation des amortissements liée au portefeuille d'actifs et des amortissements d'immobilisations incorporelles en vertu des IFRS, des coûts d'emprunt capitalisés et des contrats de location. La contribution des entreprises mises en équivalence a légèrement diminué pour s'établir à €1,5 million, liée à la contribution de HGRT.

Les **charges financières nettes** ont augmenté (+13,9%) par rapport à l'année précédente. Cette augmentation est principalement le résultat du pré-financement d'une obligation d'une valeur de €500 millions arrivée à échéance en mai 2024 et des coûts associés à une facilité de crédit renouvelable liée au développement durable d'une valeur de €1,26 milliard. De plus, les charges financières nettes ont également été affectées par des mécanismes réglementaires de décompte suivant l'examen des soldes 2023 (-€2,6 millions). Cette hausse a partiellement été contrebalancée par l'augmentation des produits d'intérêt sur les dépôts en espèces et l'augmentation de l'activation des coûts d'emprunt en raison de la croissance de la base d'actifs (+€4,0 millions). Début 2024, ETB a accédé au marché des capitaux d'emprunt par le biais de sa deuxième obligation verte d'une valeur de €800 millions pour financer ses projets verts éligibles. ETB a conclu un swap de taux d'intérêt partiels, ce qui a pleinement profité aux consommateurs. Par conséquent, le coût moyen de la dette n'a augmenté que de manière marginale, s'établissant à 2,31% (+31 pb) à la fin du mois de juin 2024. Elia conserve un profil d'échéance de la dette bien équilibré, et l'ensemble de l'encours est assorti d'un coupon fixe.

Le **résultat net** a augmenté de 18,7% à €98,6 millions, principalement grâce aux éléments suivants :

- 1 Augmentation de la marge équitable (+€14,8 millions) due à la croissance des actifs et à l'augmentation des capitaux propres. En outre, Elia bénéficie actuellement d'une augmentation de la rémunération des fonds propres par rapport à l'an dernier, vu que l'OLO moyen à 10 ans (2,9%) dépasse le taux sans risque fixe de 2,4% qui était appliqué durant la période tarifaire précédente (2023).
- 2 Augmentation des incitants (+€1,7 million), reflétant une solide performance opérationnelle, principalement liée à une bonne performance des incitants pour la capacité d'interconnexion, à la disponibilité élevée du réseau et à l'incitant lié à l'équilibrage. Cette hausse a été partiellement atténuée par une diminution de l'incitant lié à la disponibilité du MOC suite aux problèmes rencontrés avec le câble Rentel et à une réduction de l'incitant influençable due à une augmentation des coûts liés à la réservation.
- 3 Augmentation des coûts d'emprunt capitalisés due à une hausse du niveau d'actifs en construction et à la légère progression des coûts moyens de la dette (+€3,9 millions).
- 4 Mécanismes réglementaires de décompte et reprise d'une provision pour incitant influençable (-€4,5 millions) : l'examen des soldes 2023 a engendré une augmentation des mécanismes réglementaires de décompte tandis que le résultat de l'année précédente profitait également d'une reprise de provision plus substantielle.
- 5 Autres (-€0,3 million) : cela s'explique par une augmentation des contributions des avantages du personnel (+€1,6 million). Cela est plus que contrebalancé par une hausse des effets d'impôts différés (-€1,6 million) et une diminution de la contribution des entreprises associées (-€0,2 million).

Le **total des actifs** a augmenté de €207,4 millions à €8.485,2 millions grâce à la réalisation du programme d'investissement de €458,1<sup>2</sup> millions et à la hausse des liquidités à la suite de l'émission de l'obligation verte d'ETB au début de l'année 2024. La dette financière nette a augmenté pour s'établir à €3.855,2 millions (+10,8%), car le programme d'investissement d'ETB a été en partie financé par les flux de trésorerie des activités opérationnelles, lesquelles ont été pénalisées par la baisse des entrées de trésorerie provenant de surcharges, et par l'émission d'une obligation verte d'une valeur de €800 millions. Fin juin 2024, aucun prélèvement n'avait été effectué sur la facilité de crédit renouvelable liée à la durabilité (€1,26 milliard) ni sur les billets de trésorerie (€300 millions). Elia Transmission Belgium est notée BBB+ avec perspective stable par Standard & Poors.

Les **capitaux propres** ont augmenté pour atteindre €2.982,5 millions (+€66,8 millions) principalement grâce au bénéfice du semestre (+€98,6 millions) et à la réévaluation des obligations au titre des prestations définies (+€10,1 millions). Ces éléments ont été partiellement neutralisés par le paiement du dividende à Elia Group (-€22,4 millions), une augmentation de l'allocation de capitaux propres à Nemo Link (-€19,0 millions) et la variation de la juste valeur d'une couverture de taux d'intérêt (-€0,6 million).

---

<sup>2</sup> En incluant la capitalisation des logiciels et les normes IAS 23 (Coûts d'emprunt), IFRS 15 (Reconnaissance du chiffre d'affaires – Transfert d'actifs provenant des clients) et IFRS 16 (Contrats de location), cela représente un total de €474,3 millions.

## 1.1.2. Segment 50Hertz (Allemagne)

### Faits marquants

- Le plan d'investissement est en bonne voie ; les projets onshore et offshore progressent bien
- Le début d'une nouvelle période tarifaire est marqué par une rémunération différenciée des fonds propres : pour les investissements effectués à partir de 2024, elle est liée à un taux de base, tandis que pour les investissements antérieurs à 2024, il s'agit d'un taux fixe fixé ex ante
- Le résultat net a été influencé positivement par la croissance des actifs et l'augmentation des revenus de l'année de base avec le début d'une nouvelle période tarifaire, bien qu'il ait été partiellement neutralisé par une diminution du résultat financier
- Au cours du premier semestre de l'année, 50Hertz a émis avec succès une obligation verte à double tranche (€1,5 milliard) et contracté une nouvelle facilité de crédit renouvelable (€3 milliards)

### Chiffres clés

50Hertz Transmission chiffres clés (en millions €)	1S 2024	1S 2023
Produits, autres produits et produits (charges) nets régulatoires	1 132,1	1 222,0
Produits	1 194,2	1 445,5
Autres produits	88,5	71,7
Produits (charges) nets régulatoires	(150,7)	(295,2)
Entreprises mises en équivalence	0,0	0,0
EBITDA	376,0	352,7
EBIT	204,5	193,7
Charges financières nettes	(39,1)	(30,2)
Charge d'impôt sur le résultat	(53,1)	(51,0)
<b>Résultat de la période</b>	<b>112,3</b>	<b>112,5</b>
<b>Dont attribuable au groupe Elia</b>	<b>89,9</b>	<b>90,0</b>
Chiffres clés de la situation financière (en millions €)	2024	2023
Total des actifs	11 948,6	10 086,6
Total des capitaux propres	2 209,5	2 138,4
Dette financière nette	5 532,7	4 693,3
Dette financière nette, hors mécanismes EEG et assimilés	6 206,2	5 045,9
Cash flow libre	(649,3)	(579,8)

Voir le glossaire pour les définitions

Les chiffres comparatifs pour le total des actifs, le total des capitaux propres et la dette financière nette présentent la position au 31/12/2023.

### Aspects financiers

Le **total des produits de 50Hertz Transmission et des autres produits** a légèrement reculé par rapport à 2023 (-7,4%). Les produits d'exploitation totaux sont présentés plus en détail dans le tableau ci-dessous.

(en millions €)	1H 2024	1H 2023
<b>Produits du réseau :</b>	<b>1 194,0</b>	<b>1 440,0</b>
Produits mécanisme incitants	811,6	914,2
Rémunération offshore	219,5	206,0
Produit électricité	162,9	319,8
Last-mile connexion	0,7	0,7
Autres produits	(0,5)	4,8
Autres produits (last-mile connexion inclus)	0,2	5,6
<b>Sous-total produits</b>	<b>1 194,2</b>	<b>1 445,5</b>
Autres produits	88,5	71,7
Produits (charges) nets du mécanisme de décompte	(150,7)	(295,2)
<b>Total des produits et autres produits</b>	<b>1 132,1</b>	<b>1 222,0</b>

Les **produits d'exploitation issus de la régulation incitative** comprennent les tarifs de réseau avant le mécanisme de décompte et sont essentiellement imputables à la rémunération régulatoire pour les activités onshore (plafond de revenu).

Les produits d'exploitation issus de la régulation incitative ont diminué de €102,6 millions. La diminution du plafond de revenu (-€111,3 millions) en est le principal facteur, car elle se base sur une baisse significative de la provision pour les coûts énergétiques pass-through pour les coûts de redispatching (-€189,2 millions) en raison de la baisse des prix de l'énergie l'an dernier. De plus, comme les investissements de grande ampleur dans les actifs Power-to-Heat ont été réalisés l'an dernier, les coûts pass-through pour ce mécanisme ont diminué en 2024 (-€31,3 millions). En outre, avec le début de la nouvelle période tarifaire, non seulement les revenus de l'année de base ont été revus (+€39,3 millions), ce qui a engendré en particulier une augmentation de la provision pour les coûts opérationnels, mais la rémunération des investissements a également été modifiée. Au total, la rémunération pour les nouveaux investissements a augmenté de €25,3 millions. Tandis que les mesures d'investissement ne sont plus utilisées, le modèle d'ajustement des coûts du capital a été mis en œuvre. Celui-ci prévoit que les nouveaux actifs sont rémunérés à un taux plus élevé (estimation actuelle : 5,68% après impôt), tandis que les actifs de l'année de base existants sont rémunérés à un taux plus faible (4,13% après impôt). Entretemps il y a une augmentation de la provision pour pertes de réseau (+€52,6 millions) car la diminution des prix est surcompensée par une augmentation des volumes. Ces effets ont été partiellement compensés par les effets de volume (+€8,7 millions) qui étaient légèrement supérieurs à l'année dernière.

Les **produits d'exploitation issus de la surcharge offshore** incluent tous les produits d'exploitation dérivés de la surcharge du réseau offshore. Cela inclut la rémunération régulatoire associée au raccordement de parcs éoliens offshore, le remboursement de paiements de passifs offshore et les coûts offshore imputés à 50Hertz par des tiers, par ex. d'autres GRT.

Les produits d'exploitation issus de la surcharge offshore ont augmenté par rapport à l'exercice précédent (+€13,5 millions). Alors que la rémunération des coûts de la connexion du réseau offshore propre de 50Hertz a augmenté (+€17,1 millions), sous l'effet des investissements offshore en cours (Ostwind 2, Ostwind 3 et Gennaker), les coûts pass-through imputés à 50Hertz par des tiers ont chuté par rapport à la même période l'an dernier (-€3,6 millions).

Les **revenus de l'énergie** incluent tous les produits d'exploitation liés au fonctionnement du système et sont pour la plupart des coûts correspondants imputés à des tiers, tels que des mesures de redispatching, des coûts pour les centrales de réserve ou des coûts d'équilibrage. Les produits d'exploitation générés par la vente aux enchères de la capacité d'interconnexion sont également repris dans ce point.

Les revenus de l'énergie sont en forte diminution par rapport à l'année précédente (-€156,9 millions), en raison de la forte baisse des prix de l'énergie depuis l'an dernier. Par conséquent, les imputations à d'autres GRT pour des mesures de redispatching (-€86,4 millions), les coûts d'équilibrage facturés aux groupes d'équilibrage (-€41,8 millions) et les produits d'exploitation générés par la vente aux enchères de la capacité d'interconnexion (-€8,4 millions) ont également diminué. Suite à l'arrêt du mécanisme de partage des coûts, nous notons une diminution des produits des centrales de réserve (-€25,6 millions).

Les **autres produits** ont diminué (-€5,4 millions) principalement parce que la compensation entre gestionnaires de réseau de transport (mécanisme des coûts encourus) est passée de produits en 2023 en coûts en 2024 (-€5,6 millions).

Les autres produits ont progressé (+€16,7 millions), principalement à la suite de la hausse des revenus capitalisés propres due au recrutement de personnel nécessaire pour gérer et mener à bien le programme d'investissement.

Le **revenu réglementaire net (dépense) issu du mécanisme de décompte** neutralise les effets de phasage liés au cadre réglementaire. Il comprend deux composantes : tout d'abord, la neutralisation des différences entre les provisions pour les coûts dans les tarifs et les coûts réellement encourus pour l'exercice en cours (-€194,4 millions) ; ensuite, l'équilibrage desdites différences des années antérieures (+€43,7 millions).

L'**EBITDA** a augmenté pour s'établir à €376,0 millions (+6,6%). L'augmentation de la base d'actifs onshore et offshore a profité à la rémunération des investissements (+€14,5 millions). Les revenus de l'année de base ont progressé avec la nouvelle période tarifaire sous l'effet d'une augmentation de la provision pour les coûts opérationnels par rapport à l'an dernier (+€31,8 millions). En parallèle, les charges opérationnelles ont augmenté de €22,4 millions en raison de plusieurs éléments : l'expansion du vivier de talents pour gérer le programme d'investissement croissant qui devient de plus en plus complexe, a engendré une augmentation des frais de personnel supplémentaires (-€20,9 millions). Cependant, cette augmentation a été partiellement compensée par une hausse de la capitalisation de coûts internes (+€17,5 millions). De plus, les autres dépenses opérationnelles ont augmenté avec la croissance générale de l'activité (-€8,1 millions), par ex. les frais informatiques et de maintenance. En raison d'un ajustement du cadre réglementaire pour les frais de personnel non influençables (par ex. le paiement des salaires pour les jours de congé en plus du niveau légalement requis), les produits ont diminué (-€5,7 millions) mais sont compensés à la place via l'année de base. Qui plus est, un mécanisme réglementaire de décompte positif a été observé en 2023, alors qu'aucun mécanisme de ce genre n'était enregistré en 2024, ce qui a engendré une diminution de €5,4 millions. L'**EBIT** a également augmenté (+5,6%) en dépit de l'augmentation des charges d'amortissement (-€13,1 millions) découlant de l'exécution du programme d'investissement.

Le **résultat financier net** s'est inscrit en baisse pour atteindre -€39,1 millions (-€8,9 millions), en raison essentiellement de la hausse des frais de financement liés à l'émission d'obligations vertes d'Eurogrid et à la nouvelle facilité de crédit renouvelable (-€28,1 millions). Toutefois, cette baisse a été partiellement contrebalancée par l'intérêt capitalisé durant la construction (+€21,3 millions), car plusieurs projets d'investissement sont en phase de construction.

Le **résultat net** est resté stable à €112,3 millions (-0,1%) sous l'effet des éléments suivants :

- 1 L'augmentation des revenus de l'année de base (« base year revenues ») en raison de la révision de la base de coûts avec le début d'une nouvelle période tarifaire (+€22,2 millions).
- 2 La croissance des actifs conduit à un bénéfice net plus élevé en dépit d'un rendement réglementaire des capitaux propres plus faible.

Ces effets ont été partiellement compensés par les éléments suivants :

1. Hausse des coûts d'exploitation et des autres charges (-€17,2 millions) résultant de l'expansion de l'activité et des mécanismes réglementaires de décompte positifs de l'an dernier.
2. Des amortissements plus élevés (-€9,1 millions) dus à la mise en service des projets.
3. Des résultats financiers plus faibles (-€6,2 millions), imputables pour l'essentiel à des charges d'intérêt plus élevées, en partie compensées par une augmentation de l'intérêt capitalisé durant la construction.

Le **total des actifs** a augmenté de €1.862,0 millions par rapport à 2023 en grande partie en raison des progrès significatifs réalisés au niveau du programme d'investissement en 2024 (€1.277,8 millions). En outre, la liquidité à la fin du mois de juin a augmenté en raison de l'émission des obligations Eurogrid. Le cash flow libre s'élève à -€649,3 millions et a été fortement impacté par la réalisation du programme d'investissement et les rentrées de trésorerie nettes pour le compte EEG ainsi que les mécanismes similaires (+€320,8 millions). Il est à noter que 50Hertz agit en tant que fiduciaire pour ces mécanismes.

La **dette financière nette, hors mécanismes EEG et assimilés**, a augmenté de €1.160,3 millions par rapport à 2023, pour atteindre un total de €6.206,2 millions. La mise en œuvre du programme d'investissement a été financée en partie par le flux de trésorerie opérationnel, mais également par des fonds obtenus par l'accès au marché de l'emprunt au début de l'année. En tenant compte de la position EEG et des mécanismes similaires, la dette financière nette a augmenté de €839,4 millions en raison de l'augmentation de la position de trésorerie pour le compte mécanismes EEG et assimilés. À partir de juin 2024, la position de trésorerie pour ces régimes a connu une augmentation et s'est élevée à €673,5 millions.

En 2024, Eurogrid a recouru une fois encore au marché obligataire afin de renforcer sa position de liquidité en lien avec son plan d'investissement. Eurogrid a émis des obligations vertes à double tranche pour un montant de €1,5 milliard, assorties respectivement d'une durée de 5 ans et d'un coupon de 3,60%, et d'une durée de 10 ans et d'un coupon de 3,92%. De plus, Eurogrid a renforcé sa liquidité au début de l'année en signant une nouvelle facilité de crédit renouvelable pour un montant de €3 milliards à un taux de 4,97%. À l'issue de cette transaction, le coût moyen de la dette a augmenté, s'établissant à 2,80% (+79 pb par rapport à fin 2023) à la fin du mois de juin 2024. Eurogrid est notée BBB avec perspective stable par Standard & Poors.

Le **total des capitaux propres** a légèrement augmenté de €71,1 millions pour s'établir à €2.209,5 millions, ce qui est, entre autres changements au niveau des réserves (de couverture), également dû à une réévaluation des actions EEX que 50Hertz détient qui est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global (+€65,9 millions).

Le **total des capitaux propres** a légèrement augmenté de €71,1 millions pour s'établir à €2.209,5 millions, ce qui est, principalement dû aux variations des réserves (de couverture), qui ont également été influencées par une réévaluation des actions EEX que 50Hertz détient et qui sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global (+€65,9 millions).

### 1.1.3. Segment Activités non régulées et Nemo Link

#### Faits marquants

- Nemo Link entame la première année de cette nouvelle période d'évaluation de 5 ans sur une solide performance opérationnelle
- Finalisation de l'acquisition d'une participation minoritaire dans energyRe Giga avec un investissement initial de US\$250 millions
- Elia Group a assuré le financement de sa croissance par le biais d'un emprunt à terme pour un montant de €300 millions et d'une obligation senior pour un montant de €600 millions

#### Chiffres clés

Activités non-régulées et Nemo Link	1S 2024	1S 2023
Total des produits et autres produits	35,4	26,4
Entreprises mises en équivalence	22,0	13,4
EBITDA	19,6	6,2
EBIT	19,1	5,7
Charges financières nettes	(9,3)	(2,1)
Charge d'impôt sur le résultat	(1,9)	0,4
<b>Résultat de la période</b>	<b>7,9</b>	<b>4,0</b>
<b>Dont attribuable au groupe Elia</b>	<b>7,7</b>	<b>4,0</b>
Chiffres clés de la situation financière (en millions €)	2024	2023
Total des actifs	2 650,8	1 844,9
Total des capitaux propres	1 261,8	1 240,2
Dette financière nette	712,0	469,6

Voir le glossaire pour les définitions

Les chiffres comparatifs pour le total des actifs, le total des capitaux propres et la dette financière nette présentent la position au 31/12/2023.

Par rapport à juin 2023, le **revenu non régulé** a crû de 34,1% à €35,4 millions. Les transactions entre segments ont connu une augmentation, en particulier celles impliquant Elia Group SA, Elia Transmission Belgium et 50Hertz. Les implications de ces activités inter-segments sont présentées dans la note 2.2. « Réconciliation par segment ». Ces effets ont été partiellement neutralisés par une légère diminution des revenus d'Elia Grid International (« EGI ») (-€0,6 million) due à une baisse des services de consultance internationale.

Les **investissements mis en équivalence**, incluant Nemo Link et la nouvelle participation acquise dans energyRe Giga, ont contribué au résultat du groupe à hauteur de €22,0 millions. Nemo Link, responsable de la quasi-totalité de la contribution, a apporté une contribution nette de €24,8 millions, soit une augmentation de €11,5 millions. Les revenus de Nemo Link ont diminué parce que les écarts vendus aux enchères à long terme étaient inférieurs à 2023, année durant laquelle Nemo Link a verrouillé une partie du revenu à des écarts élevés durant l'année 2022 qui a connu une période d'instabilité en raison de la crise du gaz. Initialement, les ventes aux enchères à J-1 et les ventes aux enchères intra-journalières étaient réalisées à des écarts de taux faibles au début de l'année mais ont noté une augmentation à compter du printemps en raison de la production élevée d'énergies renouvelables et de la faible consommation en Belgique. Tout au long du premier semestre de 2024, la disponibilité de l'interconnexion s'est maintenue à 100%. En outre, avec le début d'une nouvelle période d'évaluation de 5 ans, la contribution de Nemo Link n'était pas limitée par son plafond cumulé comme c'était le cas en 2023, ce qui a engendré une augmentation de la contribution nette pour le groupe malgré la baisse des revenus.

Au premier semestre de cette année, Elia Group a finalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans energyRe Giga avec un investissement initial de €229,6 millions (US\$250 millions). À ce jour, ceci a engendré une contribution négative de -€2,8 millions sur le résultat net, les projets étant actuellement en cours de développement.

L'**EBIT** a augmenté pour atteindre €19,1 millions (+€13,4 millions). Cette hausse s'explique principalement par une contribution plus importante des sociétés associées Nemo Link et energyRe Giga (+€8,7 millions). De plus, l'EBIT a bénéficié d'une diminution des charges opérationnelles au niveau de la holding (+€1,1 million) et d'une contribution plus importante d'EGI (+€1,1 million) et de WindGrid (+€0,5 million). Enfin, l'EBIT a profité de mécanismes réglementaires de décompte suite à l'examen des soldes 2023 (+€1,9 million).

Les **charges financières nettes** ont augmenté pour s'établir à €9,3 millions. Cette augmentation est principalement due au coût de financement d'energyRe Giga (y compris le crédit-pont et l'emprunt à terme pour un montant de -€7,4 millions), à l'obligation de €600 millions émise par Elia Group pour financer la croissance organique en Allemagne ainsi que pour la réalisation d'objectifs généraux du Groupe (-€1,2 million), et au coût lié à d'autres emprunts bilatéraux (-€1,6 million). Ceux-ci ont été partiellement compensés par une augmentation des revenus générés par les dépôts en espèces (+€2,3 millions).

Le **résultat net** a augmenté de €3,9 millions pour atteindre €7,9 millions, principalement en raison des éléments suivants :

1. Contribution plus importante de Nemo Link (+€11,5 millions).
2. Contribution plus importante d'EGI en raison de l'amélioration de la gestion des marges (+€1,1 million).
3. Hausse des charges de la holding (-€8,0 millions) principalement due à une augmentation des coûts de financement liés à l'acquisition de la participation minoritaire dans energyRe Giga et au financement de la croissance organique en Allemagne.
4. Diminution de la contribution de Wingrid (-2,5 millions) partiellement atténuée par les pertes opérationnelles d'energyRe Giga.
5. Autres éléments (+€1,7 million) : essentiellement impactés par les mécanismes réglementaires de décompte (+€1,5 million) et par une baisse des autres coûts non régulés (+€0,7 million), en partie compensés par une hausse des coûts pour re.alto (-€0,5 million).

La **dette financière nette** a augmenté de €242,4 millions pour s'établir à €712,0 millions principalement en raison de l'investissement dans energyRe Giga (€229,6 millions) qui a été intégralement financé par la dette. Le total des actifs a connu une augmentation plus marquée (+43,7%), pour atteindre €2.650,8 millions (+€805,9 millions). Cette augmentation n'est pas exclusivement due à l'investissement dans energyRe Giga, mais aussi à l'émission d'une obligation senior de €600 millions par la holding à la fin du mois de juin.

## 2. Déclaration portant sur l'image fidèle donnée par les états financiers consolidés semestriels résumés et sur le caractère fidèle du rapport de gestion intermédiaire

Les soussignés, Bernard Gustin, président du comité de direction Bernard Gustin et Catherine Vandendorre, Chief Executive Officer ad interim, déclarent qu'à leur connaissance :

- a. les états financiers consolidés semestriels résumés, établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire » telle qu'adoptée par l'Union européenne, donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et des performances financières de la société et des entreprises comprises dans la consolidation ;
- b. le rapport de gestion intermédiaire contient un exposé fidèle des informations exigées en vertu de l'article 13, paragraphes 5 et 6 de l'arrêté royal du 14 novembre 2007 relatif aux obligations des émetteurs d'instruments financiers admis à la négociation sur un marché régulé.

Bruxelles, le 23 juillet 2024

Catherine Vandendorre  
Chief Executive Officer a.i

Bernard Gustin  
Président du comité de direction

## 3. États financiers intermédiaires consolidés résumés

### État consolidé résumé de la situation financière

(en millions €) – En date du	Annexes	30 juin 2024	31 décembre 2023
<b>ACTIFS</b>			
<b>ACTIFS NON-COURANTS</b>		<b>18 628,6</b>	<b>16 820,2</b>
Immobilisations corporelles	(4.7)	15 076,0	13 648,7
Goodwill		2 411,1	2 411,1
Immobilisations incorporelles	(4.7)	369,7	313,2
Entreprises mises en équivalence	(4.4)	529,0	269,1
Autres actifs financiers	(4.9)	185,7	121,0
Dérivés	(4.10)	1,4	0,0
Créances clients et autres débiteurs à longue terme	(4.8)	55,0	55,0
Actifs d'impôt différé	(4,11)	0,8	2,1
<b>ACTIFS COURANTS</b>		<b>3 637,1</b>	<b>2 570,0</b>
Stocks		109,8	42,7
Créances clients et autres débiteurs	(4.8)	938,0	1 066,2
Créance d'impôt courant		67,5	64,4
Dérivés	(4.10)	0,0	7,2
Trésorerie et équivalents de trésorerie		2 455,3	1 368,1
Charges à reporter et produits acquis		66,4	21,4
<b>Total des actifs</b>		<b>22 265,7</b>	<b>19 390,1</b>
<b>PASSIFS</b>			
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		<b>5 676,8</b>	<b>5 517,3</b>
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la Société		5 233,7	5 088,5
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires		4 732,5	4 572,6
Capital social		1 823,3	1 823,3
Primes d'émission		739,1	739,1
Réserves		183,4	180,3
Réserves de couverture (hedging)	(4.10)	(37,3)	(98,6)
Propres actions		(2,7)	(2,4)
Résultat non distribué	(4.12)	2 026,7	1 930,9
Capitaux propres attribuables aux titres hybrides		501,2	515,9
Intérêts minoritaires		443,2	428,8
<b>PASSIFS NON-COURANTS</b>		<b>12 428,8</b>	<b>10 034,8</b>
Emprunts et dettes financières	(4.13)	11 616,1	9 254,8
Avantages du personnel	(4.14)	67,0	87,1
Dérivés	(4.10)	6,0	8,5
Provisions	(4.14)	165,8	165,9
Passifs d'impôt différé	(4.11)	199,3	146,9
Autres dettes	(4,17)	374,5	371,7
<b>PASSIFS COURANTS</b>		<b>4 160,2</b>	<b>3 837,8</b>
Emprunts et dettes financières	(4.13)	939,1	755,2
Provisions	(4.14)	10,1	8,4
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(4.16)	2 345,9	2 149,4
Passifs d'impôt courant		1,6	5,3
Dérivés	(4.10)	112,2	217,4
Autres dettes	(4,17)	0,5	0,0
Charges à imputer et produits à reporter	(4,18)	750,8	702,2
<b>Total des capitaux propres et passifs</b>		<b>22 265,7</b>	<b>19 390,1</b>

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers intermédiaires consolidés résumés.

## Compte de résultat consolidé résumé

(en millions €) – Période se termine le 30 juin	Annexes	2024	2023
Revenus	(4.6)	1 786,9	2 095,6
Approvisionnement et marchandises		(15,0)	(11,7)
Autres produits	(4.6)	189,5	92,4
Produits (charges) nets régulatoires	(4.6)	(62,0)	(298,8)
Services et biens divers		(996,6)	(1 067,9)
Frais de personnel et pensions		(227,7)	(199,5)
Amortissements et réductions de valeurs		(293,1)	(270,0)
Variation des provisions		0,8	0,5
Autres charges		(20,4)	(19,3)
<b>Résultat des activités opérationnelles</b>		<b>362,3</b>	<b>321,3</b>
Quote-part du résultat dans les entreprises mises en équivalence (nette d'impôt)		23,5	15,0
<b>Résultat avant intérêts et impôts (EBIT)</b>		<b>385,8</b>	<b>336,4</b>
<b>Résultat financier net</b>		<b>(80,5)</b>	<b>(60,4)</b>
Produits financiers		51,9	20,5
Charges financières	(4.19)	(132,4)	(80,9)
<b>Résultat avant impôt</b>		<b>305,3</b>	<b>276,0</b>
Charge d'impôt sur le résultat	(4.20)	(86,5)	(76,3)
<b>Résultat de la période</b>		<b>218,8</b>	<b>199,7</b>
Résultat global total attribuable aux:			
Propriétaires de la société - propriétaires d'actions ordinaires		181,6	162,6
Propriétaires de la société - propriétaires de titres hybrides		14,5	14,6
Intérêts minoritaires		22,6	22,5
<b>Résultat de la période</b>		<b>218,8</b>	<b>199,7</b>
<b>Résultat par action (en €)</b>			
Résultat de base par action		2,47	2,21
Résultat dilué par action		2,47	2,21

Pour une désagrégation des revenus, nous référons au chapitre 1 Analyse des performances de l'entreprise.

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers intermédiaires consolidés résumés.

## État consolidé résumé du compte de résultat et autres éléments du résultat global

(en millions €) – Période se termine le 30 juin	Annexes	2024	2023
<b>Résultat de la période</b>		<b>218,8</b>	<b>199,7</b>
Autres éléments du résultat global			
Eléments qui peuvent être reclassés subséquentement au compte de résultat :			
Partie efficace de la variation de juste valeur des couvertures trésorerie		108,6	(254,6)
Différences de change suite à la conversion des activités étrangères		(1,3)	0,0
Impôt lié		(32,4)	75,4
Eléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat :			
Profits (pertes) actuariels des régimes à prestations définies		13,5	(9,6)
Partie efficace de la variation de la juste valeur des investissements		65,9	0,0
Impôt lié		(5,2)	2,4
Autres éléments du résultat global pour la période, nets d'impôt		149,1	(186,4)
<b>Résultat global de la période</b>		<b>367,9</b>	<b>13,3</b>
Résultat global total attribuable aux:			
Propriétaires de la société - propriétaires d'actions ordinaires		303,0	9,2
Propriétaires de la société - propriétaires de titres hybrides		14,5	14,6
Intérêts minoritaires		50,4	(10,5)
<b>Résultat global total de la période</b>		<b>367,9</b>	<b>13,2</b>

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers intermédiaires consolidés résumés.

## État consolidé résumé des variations des capitaux propres

(en millions €) - Période se terminant le 30 juin	Capital souscrit	Primes d'émission	Réserves de couverture (hedging)	Réserves	Actions propres	Ecart de conversion	Résultat non distribué	Résultat de la période attribuable aux propriétaires des actions normales	Capitaux propres attribuables aux hybrid securities	Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société	Intérêts minoritaires	Total des capitaux propres
<b>Solde au 1 janvier 2023</b>	<b>1 823,1</b>	<b>738,6</b>	<b>119,2</b>	<b>173,0</b>	<b>(1,84)</b>	<b>0,0</b>	<b>1 766,2</b>	<b>4 618,3</b>	<b>701,4</b>	<b>5 319,7</b>	<b>436,7</b>	<b>5 756,4</b>
Résultat de la période							177,2	177,2		177,2	22,5	199,7
Autres éléments du résultat global			(146,2)				(7,2)	(153,5)		(153,5)	(33,0)	(186,5)
<b>Résultat global de la période</b>			<b>(146,2)</b>				<b>170,0</b>	<b>23,7</b>		<b>23,7</b>	<b>(10,5)</b>	<b>13,2</b>
<b>Transactions avec les propriétaires comptabilisées directement en capitaux propres</b>												
<b>Contributions des propriétaires et distributions aux propriétaires</b>												
Emission d'actions ordinaires	0,1	0,5						0,6		0,6		0,6
Coûts d'émission des actions	0,0							0,0		0,0		0,0
Frais d'émission d'actions ordinaires	0,1							0,1		0,1		0,1
Emission/(remboursement) de titres hybrides									0,6	0,6		0,6
Titre hybrides: set-up fee & agio							(3,3)	(3,3)		(3,3)		(3,3)
Répartition sur des titres hybrides (accrual)							(3,0)	(3,0)	3,0	0,0		0,0
Répartition sur des titres hybrides (paiement)							(11,2)	(11,2)		(11,2)		(11,2)
Impôts sur répartition sur des titres hybrides							(0,7)	(0,7)		(0,7)		(0,7)
Acquisition des actions propres					0,2			0,2		0,2		0,2
Dividendes aux intérêts minoritaires											(26,0)	(26,0)
Dividendes							(140,4)	(140,4)		(140,4)		(140,4)
Autres		0,0		8,2			(8,9)	(0,6)		(0,6)	0,0	(0,6)
<b>Total contributions et distributions</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>0,0</b>	<b>8,2</b>	<b>0,2</b>		<b>(167,5)</b>	<b>(158,3)</b>	<b>3,6</b>	<b>(154,7)</b>	<b>(26,0)</b>	<b>(180,7)</b>
<b>Total des transactions avec les propriétaires</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>0,0</b>	<b>8,2</b>	<b>0,2</b>		<b>(167,5)</b>	<b>(158,3)</b>	<b>3,6</b>	<b>(154,7)</b>	<b>(26,0)</b>	<b>(180,7)</b>
<b>Solde au 30 juin 2023</b>	<b>1 823,3</b>	<b>739,1</b>	<b>(27,0)</b>	<b>181,3</b>	<b>(1,6)</b>	<b>0,0</b>	<b>1 768,6</b>	<b>4 483,7</b>	<b>704,9</b>	<b>5 188,7</b>	<b>400,2</b>	<b>5 588,8</b>

(en millions €) - Période se terminant le 30 juin	Capital souscrit	Primes d'émission	Réserves de couverture (hedging)	Réserves	Actions propres	Ecart de conversion	Résultat non distribué	Résultat de la période attribuable aux propriétaires des actions normales	Capitaux propres attribuable aux hybrid securities	Capitaux propres attribuable aux propriétaires de la société	Intérêts minoritaires	Total des capitaux propres
<b>Solde au 1 janvier 2024</b>	<b>1 823,3</b>	<b>739,1</b>	<b>(98,6)</b>	<b>180,3</b>	<b>(2,4)</b>	<b>0,0</b>	<b>1 930,9</b>	<b>4 572,7</b>	<b>515,9</b>	<b>5 088,6</b>	<b>428,7</b>	<b>5 517,3</b>
Résultat de la période							196,2	196,2		196,2	22,6	218,8
Autres éléments du résultat global			61,2			(1,3)	61,4	121,3		121,3	27,8	149,1
<b>Résultat global de la période</b>			<b>61,2</b>			<b>(1,3)</b>	<b>257,6</b>	<b>317,5</b>		<b>317,5</b>	<b>50,4</b>	<b>367,9</b>
<b>Transactions avec les propriétaires comptabilisées directement en capitaux propres</b>												
<b>Contributions des propriétaires et distributions aux propriétaires</b>												
Répartition sur des titres hybrides							14,7	14,7	(14,7)	0,0		0,0
Répartition sur des titres hybrides							(29,3)	(29,3)		(29,3)		(29,3)
Impôts sur répartition sur des titres hybrides							3,7	3,7		3,7		3,7
Acquisition des actions propres					(0,3)			(0,3)		(0,3)		(0,3)
Dividendes aux intérêts minoritaires											(36,0)	(36,0)
Dividendes							(146,3)	(146,3)		(146,3)		(146,3)
Autres		0,0		3,1			(3,3)	(0,2)		(0,2)	0,0	(0,2)
<b>Total contributions et distributions</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3,1</b>	<b>(0,3)</b>	<b>0,0</b>	<b>(160,4)</b>	<b>(157,6)</b>	<b>(14,7)</b>	<b>(172,3)</b>	<b>(36,0)</b>	<b>(208,3)</b>
<b>Total des transactions avec les propriétaires</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3,1</b>	<b>(0,3)</b>	<b>0,0</b>	<b>(160,4)</b>	<b>(157,6)</b>	<b>(14,7)</b>	<b>(172,3)</b>	<b>(36,0)</b>	<b>(208,3)</b>
<b>Solde au 30 juin 2024</b>	<b>1 823,3</b>	<b>739,1</b>	<b>(37,3)</b>	<b>183,4</b>	<b>(2,7)</b>	<b>(1,3)</b>	<b>2 028,1</b>	<b>4 732,6</b>	<b>501,2</b>	<b>5 233,8</b>	<b>443,0</b>	<b>5 676,8</b>

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers intermédiaires consolidés résumés.

## État consolidé résumé des flux de trésorerie

(en millions €) – période se terminant le 30 juin	Annexes	2024	2023
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>			
<b>Résultat de la période</b>		<b>218,8</b>	<b>199,7</b>
Ajustements pour:			
Résultat financier net		80,2	60,4
Autres éléments sans effets sur la trésorerie		(0,8)	1,2
Charges d'impôt		67,6	55,5
Quote-part dans le résultat des entreprises mises en équivalence (nette d'impôt)		(23,5)	(15,0)
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles		293,0	270,0
Perte / produit de la vente d'immobilisations corporelles et incorporelles		3,8	1,9
Pertes de valeurs d'actifs courants		0,4	0,3
Variations des provisions	(4.14)	(5,3)	(5,1)
Variations des impôts différés		19,0	20,7
Variation des actifs financiers évalués à leur juste valeur par résultat		(0,2)	(0,1)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>		<b>653,0</b>	<b>589,6</b>
Variations du fond de roulement			
Variations des stocks		(67,7)	(0,3)
Variations de créances clients et autres débiteurs	(4.7)	128,0	329,9
Variations des autres actifs courants		(49,5)	(21,5)
Variations des dettes fournisseurs et autres créditeurs	(4.16)	278,8	(1 012,2)
Variations des autres dettes courantes		73,7	322,3
<b>Variations du fond de roulement</b>		<b>363,3</b>	<b>(381,7)</b>
Intérêts payés	(4.13)	(201,3)	(100,4)
Intérêts reçus		55,3	16,0
Impôt sur le résultat payé		(71,9)	(86,4)
<b>Trésorerie nette liée aux activités opérationnelles</b>		<b>798,4</b>	<b>37,0</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>			
Acquisition d'immobilisations incorporelles	(4.7)	(91,1)	(59,0)
Acquisition d'immobilisations corporelles	(4.7)	(1 737,9)	(755,1)
Investissement dans une filiale		0,0	0,0
Acquisition d'entreprises mises en équivalence	(4.4)	(230,2)	0,0
Produits de cession d'immobilisations corporelles		1,0	1,9
Dividende reçu		4,1	2,2
<b>Trésorerie nette utilisée par les activités d'investissement</b>		<b>(2 054,0)</b>	<b>(810,0)</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>			
Produits de l'émission d'actions		0,0	0,6
Produits de l'émission de titres hybrides		0,0	500,0
Remboursements de titres hybrides		0,0	(499,4)
Coûts liés à l'émission d'actions		0,0	(3,2)
Rachat des action propres		(0,6)	(0,1)
Dividende payé	(4.12)	(146,3)	(140,4)
Dividend hybride payé		(29,3)	(11,2)
Dividendes aux intérêts minoritaires		(36,0)	(26,0)
Remboursements d'emprunts	(4.13)	(632,0)	(28,1)
Produits de reprise des emprunts	(4.13)	3 190,5	1 266,8
<b>Trésorerie nette liée aux (utilisée par les) activités de financement</b>		<b>2 346,4</b>	<b>1 059,0</b>
<b>Impact des effets de change</b>		<b>(3,6)</b>	
<b>Augmentation (diminution) de trésorerie et équivalents de trésorerie</b>		<b>1 087,2</b>	<b>286,1</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie au 1er janvier		1 368,1	4 151,2
Trésorerie et équivalents de trésorerie au 30 juin		2 455,3	4 437,3
<b>Variations nettes dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>		<b>1 087,2</b>	<b>286,1</b>

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers intermédiaires consolidés résumés.

## 4. Notes relatives aux états financiers intermédiaires consolidés résumés

### 4.1. Informations générales

Établie en Belgique, Elia Group NV/SA (la « Société » ou « Elia ») a son siège social Boulevard de l'Empereur 20, B-1000 Bruxelles.

Elia Group SA est une société anonyme cotée sur Euronext Bruxelles sous le symbole ELI.

Le Groupe Elia (ci-après "le Groupe" ou "Elia Group") est constitué de deux gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'électricité : Elia Transmission Belgium SA (« ETB ») en Belgique et 50Hertz Transmission GmbH (« 50HZ»), dans lesquels Elia Group détient une participation de 80%. 50Hertz Transmission GmbH est l'un des quatre gestionnaires de réseau de transport allemands ; il opère au nord et à l'est du pays.

Le Groupe détient également une participation de 50% dans Nemo Link Ltd, qui a construit une ligne d'interconnexion électrique entre le Royaume-Uni et la Belgique : la ligne d'interconnexion Nemo Link. Nemo Link Ltd est une joint-venture entre Elia Transmission Belgium SA et National Grid Ventures (au Royaume-Uni). Elle a démarré ses activités commerciales le 30 janvier 2019, et présente une capacité de transfert de 1.000 MW.

Avec près de 3.450 employés et un réseau de transport de quelque 19.460,5 km de liaisons à haute tension au service de 30 millions de consommateurs finaux, Elia Group fait partie des cinq plus grands gestionnaires de réseau européens. Il assure le transport efficace, fiable et sûr de l'électricité des producteurs vers les gestionnaires de réseau de distribution et les grands consommateurs industriels, ainsi que l'importation et l'exportation d'électricité depuis et vers les pays voisins. Le Groupe joue un rôle moteur dans le développement du marché européen de l'électricité et l'intégration de l'énergie renouvelable. Outre ses activités de transport en Belgique et en Allemagne, le Groupe offre un large éventail d'activités de consultance et d'engineering aux entreprises.

Afin d'apporter une contribution fondamentale au développement accéléré de l'énergie offshore, le Groupe Elia a créé en 2022 une nouvelle filiale : WindGrid. Avec WindGrid, le Groupe Elia continue d'étendre ses activités à l'étranger, puisque des investissements à grande échelle sont prévus pour développer des réseaux électriques offshore en Europe et au-delà. Le Groupe Elia, par le biais de sa filiale WindGrid, a acquis en 2024 une participation dans la société américaine energyRe Giga, une filiale d'energyRe qui co-développe notamment le projet éolien offshore Leading Light Wind de 2,4 GW dans le New Jersey. Avec cette acquisition, le Groupe Elia fait son entrée sur les marchés américains, confirmant ainsi ses ambitions d'expansion et de diversification.

À travers Elia et 50Hertz, la mission d'Elia Group consiste à réaliser les ambitions climatiques du Pacte vert pour l'Europe.

Au cours des prochaines années, des investissements à grande échelle dans la production d'énergie renouvelable et le réseau offshore devront être réalisés.

Le Groupe opère sous l'entité juridique Elia Group SA/NV, qui est une société cotée en bourse dont l'actionnaire de référence est la holding communal Publi-T SC.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires ont été approuvés par le conseil d'administration d'Elia Group SA/NV le 23 juillet 2024.

## 4.2. Base pour la préparation et changements des méthodes comptables du Groupe

### Base pour la préparation

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés ont été préparés conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire » publiée par l'IASB et approuvée par l'Union européenne.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés ne contiennent pas tous les avis et informations requis dans le cadre d'un ensemble complet d'états financiers IFRS et doivent être lus en parallèle avec les derniers états financiers consolidés annuels du Groupe pour l'exercice clôturé le 31 décembre 2023. Toutefois, des notes explicatives sélectionnées commentent les événements et transactions qui jouent un rôle significatif dans la compréhension de l'évolution de la position et de la performance du Groupe depuis la publication des derniers états financiers consolidés.

Les méthodes comptables n'ont subi aucun changement pour le Groupe par rapport au rapport annuel 2023. Nous renvoyons à ce rapport annuel pour une description détaillée des traitements comptables.

### Nouvelles normes, interprétations et modifications adoptées par le Groupe

Les méthodes comptables appliquées lors de la préparation des états financiers intermédiaires consolidés résumés sont cohérentes avec celles utilisées pour l'établissement des états financiers consolidés annuels du Groupe pour l'exercice clôturé le 31 décembre 2023.

Les normes, interprétations et modifications, avec effet au 1er janvier 2024, peuvent être résumées comme suit :

- Amendements à l'IAS 1 Présentation des états financiers : Classification des passifs en tant que passifs courants ou non courants et passifs non courants assortis de clauses restrictives;
- Amendements à l'IFRS 16 Contrats de location : Passif de location dans le cadre d'une cession-bail;
- Amendements à l'IAS 7 État des flux de trésorerie, et à l'IFRS 7, Instruments financiers : Informations à fournir : Accords de financement avec les fournisseurs.

Ces normes nouvelles, révisées ou modifiées n'ont pas eu d'impact significatif sur les états financiers consolidés du groupe.

Comme l'exigent les amendements à IAS 1 Présentation des états financiers et IFRS Practice Statement 2, une revue détaillée de nos méthodes comptables sera effectuée dans le cadre de l'établissement des états financiers au 31 décembre 2024.

### Normes publiées, mais pas encore en vigueur

Les normes et interprétations suivantes ont été publiées, mais ne s'appliquent pas encore pour la période annuelle commençant le 1er janvier 2024 et ne devraient pas avoir un impact significatif pour le groupe Elia ; elles ne sont par conséquent pas exposées en détail :

- Amendements à IAS 21 Effets des variations des taux de change : Absence d'échangeabilité (applicable pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1er janvier 2025, mais pas encore approuvée dans l'UE);
- IFRS 18 Présentation et informations à fournir dans les états financiers (applicable aux exercices commençant le 1er janvier 2027 ou après cette date, mais pas encore approuvée dans l'UE);
- IFRS 19 Filiales sans responsabilité publique - Informations à fournir (applicable pour les exercices commençant le 1er janvier 2027 ou après cette date, mais pas encore approuvée dans l'UE);

- Amendements à IFRS 9 et IFRS 7 Classement et évaluation des instruments financiers.

### 4.3. Utilisation de projections et d'appréciations

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés pour le premier semestre 2024 ont été préparés sur la base d'estimations et de jugements, comme indiqué dans la note 2.5 accompagnant les états financiers consolidés annuels du Groupe au 31 décembre 2023.

Les développements géopolitiques, économiques et financiers, notamment liés à la forte volatilité des marchés des matières premières et à la guerre en Ukraine, ont incité le groupe à renforcer ses procédures de surveillance des risques, principalement en ce qui concerne l'évaluation des instruments financiers, l'évaluation du risque de marché ainsi que des risques de contrepartie et de liquidité. Entre autres chiffres, les estimations utilisées par le groupe pour tester les dépréciations et mesurer les provisions tiennent compte de cet environnement et du niveau élevé de volatilité des marchés.

### 4.4. Filiales, joint-ventures et sociétés associées

#### Structure du groupe

Le tableau ci-dessous fournit un aperçu des filiales, coentreprises, sociétés liées et autres participations détenues dans l'ensemble du Groupe. La structure du Groupe est également disponible sur notre site web.

Nom	Pays d'établissement	Siège social	Participation %	
			2024	2023
<b>Filiales</b>				
Elia Transmission Belgium SA	Belgique	Bd de l'Empereur 20, 1000 Bruxelles	99,99	99,99
Elia Asset SA	Belgique	Bd de l'Empereur 20, 1000 Bruxelles	99,99	99,99
Elia Engineering SA	Belgique	Bd de l'Empereur 20, 1000 Bruxelles	100,00	100,00
Elia Re SA	Luxembourg	Rue de Merl 65, 2146 Luxembourg	100,00	100,00
Elia Grid International SA	Belgique	Bd de l'Empereur 20, 1000 Bruxelles	90,00	90,00
Elia Grid International GmbH	Allemagne	Heidestraße 2a, 12435 Berlin	90,00	90,00
Elia Grid International LLC	Arabie Saoudite	Al Akaria Plaza Olaya Street, Al Olaya Riyadh 11622	90,00	90,00
Elia Grid International Inc.	Canada	1500-850 2 ST SW, T2P0R8 Calgary	90,00	90,00
Eurogrid International SA	Belgique	Bd de l'Empereur 20, 1000 Bruxelles	100,00	100,00
Eurogrid GmbH	Allemagne	Heidestraße 2, 10557 Berlin	80,00	80,00
50Hertz Transmission GmbH	Allemagne	Heidestraße 2, 10557 Berlin	80,00	80,00
50Hertz Offshore GmbH	Allemagne	Heidestraße 2, 10557 Berlin	80,00	80,00
50Hertz Connectors GmbH	Allemagne	Heidestraße 2, 10557 Berlin	80,00	80,00
Re.Alto-Energy SARL	Belgique	Bd de l'Empereur 20, 1000 Bruxelles	100,00	100,00
Re.Alto-Energy GmbH	Allemagne	Ratingstraße 9, 40213 Dusseldorf	100,00	100,00
WindGrid SA	Belgique	Bd de l'Empereur 20, 1000 Bruxelles	100,00	100,00
WindGrid USA Holding LLC	Etats-Unis d'Amérique	1209 Orange Street, Wilmington, New Castle County,	100,00	100,00
WindGrid USA LLC	Etats-Unis d'Amérique	1209 Orange Street, Wilmington, New Castle County,	100,00	100,00
<b>Participations comptabilisées selon la méthode mise en équivalence - Joint ventures</b>				
Nemo Link Ltd.	Royaume-Uni	Strand 1-3, Londres WC2N 5EH	50,00	50,00
<b>Participations comptabilisées selon la méthode mise en équivalence - Entreprises associées</b>				
H.G.R.T S.A.S.	France	1 Terrasse Bellini, 92919 La Défense Cedex	17,00	17,00
Coreso SA	Belgique	Avenue de Cortenbergh 71, 1000 Bruxelles	22,16	22,16
EnergyRe Giga-Projects USA Holdings LLC	Etats-Unis d'Amérique	1300 Post Oak Boulevard, Suite 1000, Houston TX77056	25,25	0,00
<b>Investissements traités selon IFRS9 - Autres participations</b>				
JAO SA	Luxembourg	2, Rue de Bitbourg, 1273 Luxembourg Hamm	7,20	7,20
Decarbonize GmbH	Allemagne	Berliner Freiheit 2, 10785 Berlin	5,28	5,28
European Energy Exchange	Allemagne	Augustusplatz 9, 04109 Leipzig	4,32	4,32
TSCNET Services GmbH	Allemagne	Dingolfinger Strasse 3, 81673 München	5,36	5,36
Kurt-Sanderling-Akademie des Konzerthausorchesters Berlin	Allemagne	Gendarmenmarkt, 10117 Berlin	8,32	8,32

Le 1er février 2024, le Groupe a finalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans energyRe Giga Projects Holdings LLC ("energyRe Giga") auprès d'energyRe. energyRe Giga est une société diversifiée de production et de transmission d'énergie renouvelable fondée en 2020 et basée à New York, avec une expertise dans le solaire, l'éolien, la production distributive et la transmission. energyRe Giga a été constituée en 2023 par l'apport par energyRe d'actifs de base, consistant en la transmission terrestre, la transmission en mer, les projets éoliens en mer et les projets de production renouvelable terrestre à connecter à la ligne de transmission Clean Path New York.

Il est prévu que le Groupe Elia déploie US\$400 millions sur trois ans dans energyRe Giga. US\$250 millions sur les US\$400 millions ont été investis dans le cadre de la clôture et la participation d'Elia Group augmentera au fur et à mesure que le montant sera déployé, pour atteindre 35,1 % lorsque les US\$400 millions auront été entièrement déployés. Une clause d'earn-out est prévue contractuellement (avec un impact d'environ US\$6.0 million à la date d'acquisition - inchangé au 30 juin 2024). Le produit de l'investissement sera entièrement consacré au développement de projets dans le domaine de la transmission d'électricité et de la production d'énergie renouvelable aux Etats-Unis.

À la suite de cette première tranche d'investissement, le groupe détient 25,25 % d'energyRe Giga. L'investissement est classé en tant qu'entreprise associée. Elia ne contrôle pas energyRe Giga mais a une influence significative. Même si des droits protecteurs existent pour protéger les droits d'Elia en tant que partenaire de projet, le Groupe a conclu qu'ils ne sont pas de nature à conférer un (co)-contrôle.

Une allocation du prix d'achat est en cours et sera finalisée d'ici fin 2024. Cela pourrait donner lieu à un goodwill, qui sera incorporé dans la valeur de la méthode de mise en équivalence.

Dans le cadre de la transaction, le Groupe a encouru €0,6 millions de coûts directement attribuables à la transaction encourus en 2024 ont été inclus dans le coût de l'investissement.

Au 30 juin 2024, la valeur de l'investissement s'élève à € 236.6 millions et peut être résumée comme suit :

(en € millions)	30 juin 2024
Valeur de l'investissement en €, y compris la réserve de couverture et la contrepartie conditionnelle	234,9
Perte de la période	(2,8)
Coûts de transaction	0,6
Écarts de conversion	3,9
<b>Participation mise en équivalence - energyRe Giga (solde de clôture)</b>	<b>236,6</b>

Le tableau suivant fournit des informations supplémentaires sur les indicateurs d'energyRe Giga sur base des états financiers intérimaires non audités:

(en € millions)	30 juin 2024
<b>Pourcentage de la participation</b>	<b>25,25 %</b>
Actifs non courants	808,4
Actifs courants	153,0
Passifs non courants	17,2
Passifs courants	9,8
Capitaux propres	934,4
<b>Valeur comptable de l'investissement du Groupe</b>	<b>235,9</b>
Produits et autres produits	2,7
Services et biens divers	(8,8)
Autres charges	(2,3)
Charges financières nettes	1,4
Résultat avant impôt sur le revenu	(7,1)
Impôt sur le résultat	0,0
Résultat après impôts	(7,1)
Part des bénéfices des entreprises mises en équivalence	(4,0)
Résultat au 30 Juin 2024	(11,1)
<b>Part du Groupe dans le résultat au 30 Juin 2024</b>	<b>(2,8)</b>

À la suite de cette transaction, le Groupe détient un investissement net dans une devise étrangère. Cela exposera le Groupe au risque de change lié à la conversion de l'investissement net dans l'entreprise associée (en USD) dans la monnaie de présentation du Groupe (EUR) lors de la préparation des états financiers consolidés. La valeur de l'investissement net varie en fonction des taux de change, ce qui crée des gains et des pertes de change comptabilisés dans les Écarts de Conversion dans les états financiers consolidés. Le Groupe n'a pas connaissance de restrictions spécifiques qui limitent la capacité d'energyRe Giga à transférer des fonds, que ce soit par le biais de dividendes ou de remboursements de prêts.

## 4.5. Réconciliation des informations relatives aux segments

Au chapitre 1 vous trouverez une description plus détaillée de la performance par segment. La réconciliation des segments est fournie dans le tableau ci-dessous :

Résultats consolidés (en millions €) - période se terminant le 30 juin	2024	2024	2024	2024	2024
	Elia Transmission	50Hertz Transmission	Activités non régulées et NemoLink	Ecritures de consolidation & transactions entre segments	Elia Groupe
	( a )	( b )	( c )	( d )	( a ) + ( b ) + ( c ) +
Produits	610,1	1 194,2	8,3	(25,7)	1 786,9
Autres produits	80,6	88,5	27,1	(6,7)	189,5
Produits (charges) nets régulatoires	88,6	(150,7)	—	—	(62,0)
Amortissements et réductions de valeurs, variation des provisions	(120,3)	(171,5)	(0,6)	—	(292,3)
<b>Résultat des activités opérationnelles</b>	<b>160,7</b>	<b>204,5</b>	<b>(3,0)</b>	<b>0,1</b>	<b>362,3</b>
Quote-part du résultat dans les entreprises mises en équivalence, nette d'impôt	1,5	—	22,0	—	23,5
Résultat avant intérêts et impôts (EBIT)	162,2	204,5	19,1	0,1	385,8
Résultat avant amortissements, réductions de valeur, intérêts et impôts (EBITDA)	282,5	376,0	19,6	0,1	678,1
Produits financiers	19,6	28,4	3,8	(0,1)	51,9
Charges financières	(51,6)	(67,5)	(13,2)	—	(132,4)
Charge d'impôt sur le résultat	(31,6)	(53,1)	(1,9)	—	(86,5)
Résultat de la période attribuable aux propriétaires de la société	98,6	89,9	7,7	—	196,2
<b>Etat consolidé de la situation financière (en millions €)</b>	<b>30.06.2024</b>	<b>30.06.2024</b>	<b>30.06.2024</b>	<b>30.06.2024</b>	<b>30.06.2024</b>
Total des actifs	8 485,2	11 948,6	2 650,8	(818,9)	22 265,7
Dépenses d'investissements	474,3	1 367,9	0,6	—	1 842,8
Dette financière nette	3 855,2	5 532,7	712,0	—	10 099,9

Résultats consolidés (en millions €) – Période se terminant le 30 juin	2023		2023		2023	
	Elia Transmission	50Hertz Transmission	Activités non régulées et NemoLink	Ecritures de consolidation & transactions entre segments		Elia Groupe
	( a )	( b )	( c )	( d )	( a ) + ( b ) + ( c ) +	
Produits	650,2	1 445,5	0,6	(0,7)		2 095,6
Autres produits	26,5	71,7	25,8	(31,6)		92,4
Produits (charges) nets régulatoires	(3,5)	(295,2)	—	—		(298,7)
Amortissements et réductions de valeurs, variation des provisions	(110,2)	(159,0)	(0,4)	—		(269,6)
<b>Résultat des activités opérationnelles</b>	<b>135,3</b>	<b>193,7</b>	<b>(7,7)</b>	<b>—</b>		<b>321,3</b>
Quote-part du résultat dans les entreprises mises en équivalence, nette d'impôt	1,7	—	13,4	—		15,0
Résultat avant intérêts et impôts (EBIT)	136,9	193,7	5,7	—		336,3
Résultat avant amortissements, réductions de valeur, intérêts et impôts (EBITDA)	247,1	352,7	6,1	—		605,9
Produits financiers	8,4	9,8	2,4	—		20,6
Charges financières	(36,5)	(40,0)	(4,4)	—		(80,9)
Charge d'impôt sur le résultat	(25,7)	(51,0)	0,4	—		(76,3)
Résultat de la période attribuable aux propriétaires de la société	83,1	90,0	3,9	—		177,1
<b>Etat consolidé de la situation financière (en millions €)</b>	<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2023</b>	
Total des actifs	8 277,8	10 086,6	1 844,9	(819,2)		19 390,1
Dépenses d'investissements	747,5	1 728,1	1,1	—		2 476,7
Dette financière nette	3 479,1	4 693,3	469,6	—		8 641,9

## 4.6. Revenus, revenus (charges) nets du mécanisme de règlement et autres revenus

(en millions €)	1S 2024	1S 2023
<b>Revenus, produits (charges) nets du mécanisme de décompte inclus</b>	<b>1 786,9</b>	<b>2 095,6</b>
Produits du réseau :	1 761,8	2 071,3
Last-mile connexion	1,7	1,6
Autres produits	23,4	22,7
Produits (charges) nets du mécanisme de décompte	<b>(62,0)</b>	<b>(298,8)</b>
<b>Autres produits</b>	<b>189,5</b>	<b>92,4</b>
Services et expertises techniques	0,1	2,7
Production immobilisée	93,5	62,4
Utilisation optimale des actifs	9,4	8,6
Autres	85,4	17,2
Plus-values sur la réalisation d'immobilisations corporelles	0,6	1,6

Le segment Elia Transmission (Belgique) a enregistré des revenus et autres produits de €779,3 millions (Note 1.1.) tandis que le segment 50Hertz Transmission (Allemagne) et le segment Activités non régulées et Nemo Link (Note 1.1.3) ont respectivement enregistré des revenus et autres produits de €1.132,1 millions et €35,4 millions. L'augmentation des autres produits s'explique par des éléments non contrôlables comptabilisés au cours de la période (récupérations). Le total des revenus et autres produits s'élève à €1.976,4 millions.

Aucune autre information géographique n'est fournie car les revenus sont générés dans les pays où l'infrastructure de réseau est située, ce qui correspond en grande partie aux segments mentionnés ci-dessus.

La production propre du groupe correspond au temps consacré aux projets d'investissement par les employés du Groupe.

Nous nous référons aux informations sectorielles pour plus de détails sur les revenus comptabilisés par chaque segment opérationnel du Groupe.

## 4.7. Acquisitions et cessions d'immobilisations (in)corporelles

Un montant net de €1.842,8 millions a été investi dans le Groupe Elia, dont €474,3 millions dans le segment belge, €1.367,9 millions dans le segment allemand et €0,6 millions dans le segment Activités non régulées et Nemo Link au premier semestre 2024. Ce montant comprend €92,0 millions d'immobilisations incorporelles (principalement des licences et des logiciels) et €1.750,9 millions d'immobilisations corporelles (principalement des câbles, des lignes aériennes et d'autres équipements liés au réseau) - voir la section 1.1 ci-dessus pour plus de détails.

En Belgique, le Groupe a poursuivi le développement du projet d'île énergétique (MOGII), tandis qu'en Allemagne, des progrès significatifs ont été réalisés dans le développement des lignes à courant continu SuedOstlink et NordOstLink et dans le renforcement du réseau existant.

En 2024, les ambitions du Groupe en matière de dépenses d'investissement sont importantes, conformément au plan stratégique défini pour la Belgique et l'Allemagne. Les dépenses d'investissement devraient encore s'accélérer au second semestre de l'année.

## 4.8. Créances commerciales et autres créances

Les créances commerciales et autres créances non courantes sont principalement composées de la partie à long terme de la subvention d'investissement accordée (€55,0 millions).

Les créances commerciales et autres créances à court terme sont relativement stables, passant de €1.066,2 millions au 31 décembre 2023 à €938,0 millions au 30 juin 2024. Une légère diminution est observée dans tous les segments, principalement en raison de certains changements réglementaires en Allemagne (suppression de la subvention fédérale) et de la normalisation des prix de l'énergie.

## 4.9. Autres actifs financiers

(en millions €)	30 Juin 2024	31 décembre 2023
Dépôts à terme immédiatement exigibles	7,3	7,2
Droits à remboursement	34,9	36,8
Autres participations	143,0	76,7
Autres	0,4	0,3
<b>Autres actifs financiers (non-courants)</b>	<b>185,7</b>	<b>121,0</b>
<b>Autres actifs financiers (courants)</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Autres actifs financiers</b>	<b>185,7</b>	<b>121,0</b>

Le total des autres actifs financiers a augmenté de €64,7 millions par rapport à la période précédente. Cette fluctuation est principalement liée aux autres participations. Au cours du premier semestre 2024, la valeur des actions de la Bourse européenne de l'électricité (EEX) a été réévaluée sur base d'un rapport d'évaluation d'un expert externe. La variation de la juste valeur s'est élevée à 65,9 millions et a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat global.

Veillez noter qu'à partir de cette période, le Groupe présente ses instruments dérivés sur une ligne distincte intitulée "Instruments dérivés". Au 31 décembre 2023, €7,2 millions d'instruments dérivés courants ont été comptabilisés dans les autres actifs financiers (courants). Nous nous référons à la note 4.10 pour plus de détails sur les instruments dérivés.

## 4.10. Instruments dérivés

(en € million)	30 juin 2024	31 décembre 2023
<b>ACTIFS</b>	<b>1,4</b>	<b>7,2</b>
BE - Couverture des flux de trésorerie (IRS)	1,4	0,0
<b>Instruments dérivés (non-courant)</b>	<b>1,4</b>	<b>0,0</b>
BE - Couverture des flux de trésorerie (Pre-hedge)	0,0	7,2
<b>Instruments dérivés (courant)</b>	<b>0,0</b>	<b>7,2</b>
<b>PASSIFS</b>	<b>118,2</b>	<b>225,9</b>
GE - Commodités	6,0	8,5
<b>Instruments dérivés (non-courant)</b>	<b>6,0</b>	<b>8,5</b>
BE - Couverture des flux de trésorerie (FX)	0,0	1,1
GE - Commodités	112,2	216,3
<b>Instruments dérivés (courant)</b>	<b>112,2</b>	<b>217,4</b>

### Revue analytique

Au 30 juin 2024, le Groupe a des instruments dérivés dans 2 catégories:

#### Commodités - Pertes réseaux

La catégorie la plus importante reste celle des contrats futurs à long terme conclus par 50Hertz dans le but de réduire le risque de fluctuation du montant attendu des pertes sur le réseau. Au 30 juin 2024, ces contrats ont une juste valeur négative, ce qui avait déjà été observée en 2023 à la suite de la chute des prix de l'énergie (€6.0 millions en passifs non courants et €112,2 millions en passifs courants).

#### Couverture des flux de trésorerie - dérivés financiers

En Belgique, le Groupe rapporte une valeur positive (€1,4 millions) liée à un swap de taux d'intérêt contracté pour fixer le taux de l'emprunt à terme signé en juin 2024.

Les autres couvertures de flux de trésorerie ouvertes au 31 décembre 2023 ont été réglées suite à l'émission de l'obligation verte par Elia Transmission SA/NV et à la finalisation de l'acquisition d'energyRe Giga.

### Évaluation

Tous les produits dérivés sont évalués à leur juste valeur via OCI et sont classés au niveau 1 sur la base des valeurs de marché.

La valeur des dérivés de couverture des prix d'achats de pertes de réseau est déterminée sur la base de l'évaluation à la date de clôture des contrats à terme existants, qui sont entièrement contractés via la bourse de l'électricité EEX et y sont cotés. Les risques de crédit et de défaillance sont évités grâce à cette forme de couverture des prix par le biais de transactions boursières.

La juste valeur des couvertures de flux de trésorerie est basée sur les valeurs de marché.

## Réserve de couverture

en € million - part Groupe	30 juin 2024	31 décembre 2023	Variation
BE - CFH - Senior Bond 2018	(2,4)	(2,7)	0,3
BE - CFH - Green Bond 2023	31,3	33,1	(1,8)
BE - CFH - Green Bond 2024	8,1	7,2	1,0
BE - CFH - IRS Term loan 2024	1,4	0,0	1,4
BE - CFH - FX Forward rate 2024	0,0	(1,1)	1,1
GE - CFH - Grid losses	(94,6)	(179,9)	85,3
<b>Total</b>	<b>(56,1)</b>	<b>(143,4)</b>	<b>87,3</b>
GE - Tax impact	28,4	54,0	(25,6)
BE - Tax impact	(9,6)	(9,1)	(0,5)
<b>Hedging reserves - net of taxes</b>	<b>(37,3)</b>	<b>(98,6)</b>	<b>61,3</b>

La réserve de couverture passe de -€98,6 millions au 31 décembre 2023 à €37,3 millions au 30 juin 2024. Cette évolution est conforme à celle expliquée ci-dessus et s'explique principalement par la variation observée dans la valeur des contrats de matières premières.

Au cours de la période, des gains de couverture relatifs aux dérivés financiers ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global pour un montant de €2,8 millions, tandis que €1,3 millions de gains de couverture ont été reclassés de la réserve de couverture des flux de trésorerie vers le compte de résultat. Un montant de €59,7 million de gains de couverture a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat global en rapport avec les dérivés sur matières premières. Aucune inefficacité de couverture n'a été constatée au 30 juin 2024.

## 4.11. Actifs et passifs d'impôts différés

Les passifs d'impôts différés ont augmenté, passant de €144,8 millions à €198,4 millions, dont €18,9 millions ont été comptabilisés en résultat et €34,0 millions en autres éléments du résultat global.

(en millions €)	Actifs (passifs) nets d'impôt	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Total
<b>1H 2024</b>				
Immobilisations corporelles	(262,6)	(14,8)	0,0	(277,5)
Immobilisations incorporelles	(16,2)	2,7	0,0	(13,6)
Actifs financiers	57,3	0,0	(33,6)	23,8
Créances clients et autres débiteurs non courantes	(3,8)	10,8	0,0	7,0
Emprunts avec intérêts et autres obligations de financement à long terme	25,2	(3,6)	3,0	24,7
Avantages du personnel	11,4	(1,0)	(3,4)	7,1
Provisions	40,9	(0,2)	0,0	40,7
Produits à reporter	30,7	0,3	0,0	31,0
Dettes réglementaires	(12,3)	(1,8)	0,0	(14,1)
Impôts différés sur subsides en capital	(25,3)	0,0	0,0	(26,0)
Pertes fiscales reportées	11,2	(1,3)	0,0	9,9
Autres	(1,4)	(10,0)	0,0	(11,4)
<b>Total</b>	<b>(144,8)</b>	<b>(18,9)</b>	<b>(34,0)</b>	<b>(198,4)</b>

(en millions €)	Actifs (passifs) nets d'impôt	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Total
<b>2023</b>				
Immobilisations corporelles	(233,5)	(29,1)	0,0	(262,6)
Immobilisations incorporelles	(15,8)	(0,4)	0,0	(16,2)
Actifs financiers	(55,1)	0,0	112,5	57,3
Créances clients et autres débiteurs non courantes	1,2	(5,0)	0,0	(3,8)
Emprunts avec intérêts et autres obligations de financement à long terme	28,4	0,3	(3,5)	25,2
Avantages du personnel	8,4	1,3	1,7	11,4
Provisions	36,3	4,7	0,0	40,9
Produits à reporter	27,1	3,6	0,0	30,7
Dettes réglementaires	3,1	(15,4)	0,0	(12,3)
Impôts différés sur subsides en capital	(25,3)	0,0	0,0	(25,3)
Pertes fiscales reportées	12,6	(1,4)	0,0	11,2
Autres	(9,2)	7,9	0,0	(1,4)
<b>Total</b>	<b>(221,8)</b>	<b>(33,6)</b>	<b>110,7</b>	<b>(144,8)</b>

## 4.12. Dividendes

Le 21 mai 2024, les actionnaires ont approuvé le paiement d'un dividende brut de €1,99 par action, ce qui correspond à un dividende brut total de €146,3 millions.

Un montant de €36,0 millions a été versé aux actionnaires minoritaires, correspondant à la part du dividende versé par Eurogrid GmbH à ces derniers.

## 4.13. Prêts et emprunts

Les prêts et emprunts au 30 juin 2024 comprennent les éléments suivants :

(en millions €) - 30 juin 2024	Echéance	Échéancier de rachat	Montant	Taux d'intérêt
Emission d'euro-obligations 2013 / 15 ans	2028	A l'échéance	552,7	3,25 %
Emission d'euro-obligations 2013 / 20 ans	2033	A l'échéance	201,8	3,50 %
Emission d'euro-obligations 2014 / 15 ans	2029	A l'échéance	350,5	3,00 %
Emission d'euro-obligations 2015 / 8,5 ans	2024	A l'échéance	0,0	1,38 %
Emission d'euro-obligations 2017 / 10 ans	2027	A l'échéance	249,8	1,38 %
Emission d'obligation senior 2018 / 10 ans	2028	A l'échéance	302,3	1,50 %
Emission d'euro-obligations 2019 / 7 ans	2026	A l'échéance	502,6	1,38 %
Emission d'euro-obligations 2020 / 10 ans	2030	A l'échéance	793,8	0,88 %
Emission obligation verte 2023 / 10 ans	2033	A l'échéance	505,3	3,63 %
Obligation amortissante - 7,7 ans	2028	Linéaire	33,6	1,56 %
Obligation amortissante - 23,7 ans	2044	Linéaire	133,4	1,56 %
Obligation verte 2024 / 12 ans	2036	A l'échéance	808,6	3,75 %
Obligation senior 2024 / 7 ans	2031	A l'échéance	596,2	3,88 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2015	2025	A l'échéance	499,9	1,87 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2016	2030	A l'échéance	141,8	2,62 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2020	2028	A l'échéance	750,3	1,50 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2020	2040	A l'échéance	200,6	0,88 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2021	2033	A l'échéance	499,1	0,74 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2021	2032	A l'échéance	749,0	1,11 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2021	2031	A l'échéance	767,8	3,28 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2023	2030	A l'échéance	799,5	3,72 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2023	2038	A l'échéance	51,5	4,06 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2024	2029	A l'échéance	709,0	3,60 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2024	2034	A l'échéance	810,8	3,92 %
Emission d'euro-obligations 2014	2044	A l'échéance	50,9	3,00 %
<b>Total obligations, y compris les intérêts courus</b>			<b>11 061,2</b>	
Emprunt à terme - Nemo	2033	Linéaire	139,8	1,80 %
Banque Européenne d'Investissements	2025	A l'échéance	100,0	1,08 %
Emprunt à terme - ING	2027	A l'échéance	299,0	Euribor + 0,75%
Facilité de crédit renouvelable	2027	A l'échéance	0,1	Euribor + 0,45%
Facilité de crédit renouvelable	2027	A l'échéance	1,1	Euribor + 0,9%
<b>Total emprunts bancaires</b>			<b>540,0</b>	
Emprunt chez KfW	2026	A l'échéance	150,0	0,90 %
Emprunt chez consortium banques	2033	A l'échéance	600,0	3,54 %
Emprunt chez consortium banques	2033	A l'échéance	120,0	3,87 %
<b>Total autres emprunts</b>			<b>870,0</b>	
<b>Dettes locatives</b>			<b>84,0</b>	
<b>Total des prêts et emprunts (courants et non courants)</b>			<b>12 555,2</b>	

Le total des prêts et emprunts est passé de €10.010,0 millions (31 décembre 2023) à €12 555,2 millions à fin juin 2024.

Cette variation s'explique principalement par les nouvelles émissions de dette au premier semestre 2024 :

- En janvier 2024, Elia Transmission Belgium NV/SA a placé avec succès une obligation verte de €800 millions, 12 ans, d'un coupon de 3.750% dans le cadre de son programme Euro Medium Term Notes (« EMTN ») de €6 milliards;
- Le 1er février 2024, Eurogrid GmbH a émis deux obligations à la Bourse du Luxembourg. La première obligation a été émise pour un montant nominal de €700 millions. Le coupon est de 3,598% avec une maturité de cinq ans. La seconde obligation a été émise pour un montant nominal de €800 millions le 1er février 2024. Le coupon est de 3,915% avec une maturité de dix ans ;

- Le 5 juin 2024, Elia Group NV/SA a placé avec succès une obligation senior non garantie d'une durée de sept ans et d'un montant de 600 millions d'euros, cotée sur le marché Euro MTF. Le coupon associé est de 3.875% pour une maturité de 7 ans ;
- En 2024, le Groupe Elia a également obtenu un prêt à terme de €300 millions, avec une durée de 3 ans et un coût de la dette fixe de 3,5033%. Ce prêt a été utilisé pour refinancer le crédit-relais existant et pour les besoins généraux de l'entreprise, y compris l'investissement en cours de US\$400 millions du Groupe dans energyRe Giga.

Cette augmentation a été partiellement compensée par les remboursements des prêts et emprunts au premier semestre 2024 pour €532,0 millions dont

- €14,0 millions de remboursement en capital du prêt amortissable et €3,3 millions de dettes de leasing (Elia Transmission Belgium SA/NV);
- €5,0 millions dans le segment 50Hertz (Allemagne) ; et
- €8,4 millions de remboursement du capital de l'obligation amortissable dans le segment Non-régulé et Nemo Link.
- €500.0 millions liés au remboursement de l'Eurobond 2015 (Elia Transmission Belgium NV/SA).

Des intérêts de €201,3 millions ont été payés sur ces dettes financières au cours de la période.

(en millions €) - 31 décembre 2023	Echéance	Échéancier de rachat	Montant	Taux d'intérêt
Emission d'euro-obligations 2013 / 15 ans	2028	A l'échéance	561,5	3,25 %
Emission d'euro-obligations 2013 / 20 ans	2033	A l'échéance	204,5	3,50 %
Emission d'euro-obligations 2014 / 15 ans	2029	A l'échéance	355,5	3,00 %
Emission d'euro-obligations 2015 / 8,5 ans	2024	A l'échéance	503,9	1,38 %
Emission d'euro-obligations 2017 / 10 ans	2027	A l'échéance	251,4	1,38 %
Emission d'obligation senior 2018 / 10 ans	2028	A l'échéance	299,9	1,50 %
Emission d'euro-obligations 2019 / 7 ans	2026	A l'échéance	505,9	1,38 %
Emission d'euro-obligations 2020 / 10 ans	2030	A l'échéance	796,8	0,88 %
Emission green bond 2023 / 10 ans	2033	A l'échéance	514,4	3,63 %
Obligation amortissable - 7,7 ans	2028	Linéaire	42,0	1,56 %
Obligation amortissable - 23,7 ans	2044	Linéaire	134,8	1,56 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2015	2025	A l'échéance	504,7	1,87 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2015	2023	A l'échéance		
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2015	2030	A l'échéance	140,0	2,62 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2016	2028	A l'échéance	756,3	1,50 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2020	2032	A l'échéance	755,6	1,11 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2020	2040	A l'échéance	199,7	3,28 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2021	2031	A l'échéance	753,2	0,87 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2021	2033	A l'échéance	501,0	0,74 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2023	2030	A l'échéance	814,4	3,72 %
Emission d'euro-obligations Debt Issuance Programme 2023	2038	A l'échéance	50,5	4,06 %
Emission d'euro-obligations 2014	2044	A l'échéance	50,1	3,00 %
<b>Total des obligations, y compris les intérêts courus</b>			<b>8 696,0</b>	
Emprunt à terme	2033	Linéaire	155,3	1,80 %
Facilité de crédit renouvelable	2024	A l'échéance	100,6	
Emprunt chez consortium banques	2033	A l'échéance	720,0	3,43% to 3,63%
Banque Européenne d'Investissements	2025	A l'échéance	100,0	1,08 %
<b>Total emprunts bancaires</b>			<b>1 075,9</b>	
Emprunt chez KfW	2026	A l'échéance	150,1	0,90 %
<b>Total autres emprunts</b>			<b>150,1</b>	
<b>Dettes locatives</b>			<b>88,1</b>	
<b>Total des prêts et emprunts (courants et non courants)</b>			<b>10 010,0</b>	

## 4.14. Provisions et obligations postérieures à l'emploi

(en € millions)	30 juin 2024	31 décembre 2023
<b>Non-courant</b>		
Obligations de pensions	67,0	87,1
Provisions	165,8	165,9
<b>Courant</b>		
Provisions	10,1	8,4

Le Groupe a diverses obligations légales et implicites en Belgique et en Allemagne:

- Obligations postérieures à l'emploi, y compris les régimes à cotisations définies, les régimes à prestations définies et les autres obligations du personnel : l'obligation a diminué au cours de la période en raison de l'impact d'un taux d'actualisation plus haut en 2024 (gain actuariel de €8.8 millions) et d'effets d'expérience positifs résultant de l'augmentation des plafonds utilisés en Belgique pour calculer l'obligation. Avec un effet de décalage, les fortes augmentations de salaires constatées en 2022/2023 qui avaient fait augmenter la provision entraînent une révision des plafonds, générant une diminution de la provision en 2024 avec un gain actuariel de €7,8 millions. Pour plus de détails sur les engagements, nous renvoyons à la note 6.15 qui accompagne les états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Provisions qui couvrent les éléments suivants :

- Environnement
  - Elia Re
  - Obligations de démantèlement
  - Avantages du personnel
  - Autres, y compris les litiges liés à des interruptions d'activité, des réclamations contractuelles ou des litiges avec des tiers.

Il n'y a pas eu de changements significatifs dans les provisions au cours du premier semestre 2024.

Pour plus d'informations, nous nous référons à la note 6.14 des états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2023 et pour l'exercice clos à cette date. De plus amples informations concernant les passifs éventuels sont fournies dans la note 4.24.

## 4.15. Instruments financiers

Le tableau ci-dessous présente une comparaison entre la valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers au 30 juin 2024 et la hiérarchie des justes valeurs :

(en millions €)	Valeur comptable					Juste valeur			
	Désigné à la juste valeur	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	Coût amorti	Autres passifs financiers à coût amorti	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
<b>Solde au 31 décembre 2023</b>									
<b>Autres actifs financiers</b>	<b>7,5</b>	<b>83,9</b>	<b>36,8</b>		<b>128,2</b>	<b>14,6</b>		<b>76,7</b>	<b>91,4</b>
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par l'intermédiaire		76,7			76,7			76,7	76,7
Instruments de capitaux propres à la juste valeur comptabilisés par d'autres éléments du résultat global	7,5				7,5	7,5			7,5
Produits dérivés		7,2			7,2	7,2			7,2
Actifs réglementaires			36,8		36,8				
<b>Créances clients et autres débiteurs (Courants et Non-courants)</b>			<b>1 121,2</b>		<b>1 121,2</b>				
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>			<b>1 368,1</b>		<b>1 368,1</b>				
<b>Prêts et emprunts (courants et non courants)</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>(10 010,0)</b>	<b>(10 010,0)</b>	<b>(8 021,6)</b>	<b>(93,9)</b>	<b>0,0</b>	<b>(8 115,5)</b>
Obligations émises non garanties				(8 579,8)	(8 579,8)	(8 021,6)	(93,9)	0,0	(8 115,5)
Emprunts bancaires et autres emprunt non garantis				(1 223,8)	(1 223,8)				0,0
Dettes de leasing				(88,1)	(88,1)				
Intérêts à imputer				(118,4)	(118,4)				
<b>Autres dettes (non)-courant</b>		<b>(597,6)</b>			<b>(597,6)</b>				
Dérivés		(225,9)			(225,9)	(225,9)			
Autres (Subsides, passifs de contrats,...)		(371,7)			(371,7)				
<b>Dettes fournisseurs et autres crédateurs</b>				<b>(2 149,4)</b>	<b>(2 149,4)</b>				
<b>Total</b>	<b>7,5</b>	<b>(513,7)</b>	<b>2 526,1</b>	<b>(12 159,4)</b>	<b>(10 139,6)</b>	<b>n.r.</b>	<b>n.r.</b>	<b>n.r.</b>	<b>n.r.</b>
<b>Solde au 30 juin 2024</b>									
<b>Autres actifs financiers</b>	<b>7,3</b>	<b>143,0</b>	<b>35,3</b>	<b>0,0</b>	<b>185,7</b>	<b>7,3</b>	<b>0,0</b>	<b>143,0</b>	<b>150,3</b>
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par l'intermédiaire		143,0			143,0			143,0	143,0
Instruments de capitaux propres à la juste valeur comptabilisés par d'autres éléments du résultat global	7,3				7,3	7,3			7,3
Actifs réglementaires			34,9		34,9				
Autres			0,4		0,4	0,0			0,0
<b>Dérivés (actif)</b>		<b>1,4</b>			<b>1,4</b>	<b>1,4</b>			<b>1,4</b>
<b>Créances clients et autres débiteurs (courants et non-courants)</b>			<b>1 057,2</b>		<b>1 057,2</b>				
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>			<b>2 455,3</b>		<b>2 455,3</b>				
<b>Prêts et emprunts (courant et non courant)</b>				<b>(12 555,2)</b>	<b>(12 555,2)</b>	<b>(10 263,8)</b>		<b>0,0</b>	<b>(10 355,5)</b>
Obligations émises non garanties				(10 960,2)	(10 960,2)	(10 263,8)	(91,7)	0,0	(10 355,5)
Emprunts bancaires et autres emprunts non garantis				(1 408,9)	(1 408,9)				0,0
Dettes de leasing				(84,0)	(84,0)				0,0
Intérêts à imputer				(102,1)	(102,1)				0,0
<b>Autres dettes (non)-courant</b>	<b>(5,5)</b>			<b>(369,6)</b>	<b>(375,1)</b>			<b>-5,5</b>	<b>-5,5</b>
<b>Dérivés (passif)</b>		<b>(118,2)</b>			<b>(118,2)</b>	<b>(118,2)</b>			<b>(118,2)</b>
<b>Dettes fournisseurs et autres crédateurs</b>				<b>(2 345,9)</b>	<b>(2 345,9)</b>				
<b>Total</b>	<b>1,8</b>	<b>26,2</b>	<b>3 547,9</b>	<b>(15 270,6)</b>	<b>(11 694,8)</b>	<b>n.r.</b>	<b>n.r.</b>	<b>n.r.</b>	<b>n.r.</b>

Les tableaux ci-dessus ne reprennent pas les informations relatives à la juste valeur pour les actifs et passifs financiers non évalués à la juste valeur, tels que la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les créances clients et autres débiteurs, et les dettes fournisseurs et autres créditeurs, puisque leur valeur comptable constitue une approximation raisonnable de leur juste valeur. La juste valeur des dettes de location-financement et intérêts courus ne sont pas repris dans ce tableau car il n'y a pas d'exigence de divulgation.

### **Hiérarchie des justes valeurs**

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. La norme IFRS 7 exige, pour les instruments financiers qui sont évalués à leur juste valeur au bilan et pour les instruments financiers évalués au coût amorti pour lesquels la juste valeur a été présentée, la présentation des évaluations de juste valeur par niveau selon la hiérarchie suivante :

- Niveau 1 : La juste valeur d'un instrument financier négocié sur un marché actif est évaluée sur la base des cotations (non corrigées) pour des actifs ou passifs identiques. Un marché est considéré comme actif lorsque des cotations sont immédiatement et régulièrement disponibles auprès d'une bourse, d'un courtier, d'un groupe sectoriel, d'un service de cotation ou d'une agence régulatoire, et que ces cotations reflètent des transactions réelles et régulières opérées sur ledit marché dans des conditions de pleine concurrence ;
- Niveau 2 : La juste valeur des instruments financiers qui ne sont pas négociés sur un marché actif est déterminée à l'aide de techniques de valorisation. Ces techniques de valorisation maximisent l'utilisation de données de marché observables lorsque celles-ci sont disponibles et s'appuient aussi peu que possible sur des estimations spécifiques à une entité. Lorsque toutes les informations significatives requises pour l'évaluation de la juste valeur d'un instrument sont observables, soit directement (par exemple, prix), soit indirectement (par exemple, induites d'autres prix), l'instrument est considéré comme relevant du niveau 2 ;
- Niveau 3 : Lorsqu'une ou plusieurs catégories d'informations significatives utilisées dans l'application de la technique de valorisation ne reposent pas sur des données de marché observables, l'instrument financier est considéré comme relevant du niveau 3. Le montant en juste valeur repris sous « Autres actifs financiers » a été déterminé par référence à (i) de récents prix de transactions, connus par le Groupe, pour des actifs financiers similaires, ou (ii) des rapports d'évaluation émis par des tiers.

La juste valeur des actifs et passifs financiers, hormis ceux présentés dans le tableau ci-dessus, est approximativement égale à leur valeur comptable, en grande partie suite aux échéances à court terme de ces instruments.

### **Autres actifs financiers**

La juste valeur des autres actifs financiers a augmenté de €66,1 millions par rapport à l'année précédente. Cette variation résulte principalement de la réévaluation des actions détenues dans EEX (+ €65,9 millions). La juste valeur a été déterminée par référence à une méthode d'évaluation utilisant des flux de trésorerie actualisés et donc des données de marché non observables. Le Groupe fait appel à des évaluateurs externes qualifiés pour effectuer l'évaluation.

La juste valeur des Sicav relève du niveau 1, c'est-à-dire que l'évaluation est basée sur le prix du marché coté sur un marché actif pour des instruments identiques.

### **Dérivés**

La juste valeur du dérivé est classée au niveau 1 sur la base des valeurs de marché. Nous nous référons à la note 4.10 pour plus de détails.

### **Dettes et emprunts**

La juste valeur des obligations est de €10.355,5 millions (période précédente : €8.115,5 millions). Elle a augmenté suite à l'évolution de la dette financière et aux meilleures conditions de marché. La juste valeur a été déterminée par référence aux cotations de prix publiées sur un marché actif (classées au niveau 1 de la hiérarchie de la juste valeur).

Au niveau 2, le Groupe rapporte la juste valeur du placement privé 2023 (€49,2 millions) et de l'obligation nominative (€42,5 millions).

La juste valeur des autres emprunts bancaires est proche de leur valeur comptable, principalement en raison des échéances à court terme de ces instruments.

#### **Autres passifs**

Dans les autres passifs, le Groupe présente des passifs de tiers qui relèvent du niveau 3. Il s'agit de contreparties variables et conditionnelles liées à des acquisitions. L'évaluation repose sur le jugement de la direction quant à la probabilité d'atteindre certaines étapes dans les projets en cours de développement. Ce jugement est le résultat d'une analyse approfondie avec des conseillers techniques au moment de l'acquisition. L'évaluation de la probabilité est effectuée à chaque période de rapport et reflétée dans le passif. Le passif est actualisé pour obtenir la valeur actuelle nette sur la base du taux de rendement attendu du projet sous-jacent en développement. La valeur actuelle nette du passif au 30 juin 2024 a été estimée à €5,5 millions.

## **4.16. Dettes courantes – Dettes commerciales et autres montants à payer**

Les dettes commerciales et autres dettes à court terme passent de €2.149,4 millions au 31 décembre 2023 à €2.345,9 millions au 30 juin 2024 (+€196,5 millions).

Cette augmentation s'explique principalement par le segment allemand où une variation de €202,7 millions est observée. Elle est principalement liée à une augmentation de €340,8 millions de l'"electricity price brake" et à une diminution de €104,7 millions des passifs de redispatching. L'augmentation des dettes liées à l'"electricity price brake" résulte d'une revue des montants en 2024 (après une diminution en 2023). En mars 2024, les montants plus élevés ont été déterminés par le régulateur et communiqués aux partenaires commerciaux. Les paiements et la neutralisation ont eu lieu en mai, ce qui a entraîné une augmentation des dettes liées à cette taxe. La variation des dettes commerciales est également liée à la diminution des dettes de réexpédition de €104,7 millions.

Dans les autres segments, l'encours au 30 juin 2024 est relativement stable par rapport à 2023.

## 4.17. Autres passifs courants et non-courants

(en € millions)	30 juin 2024	31 décembre 2023
Subsides en capital	206,6	209,6
Passifs de contrat	159,2	159,5
Passifs liés à des projets envers des tiers	5,0	0,0
Autres	3,7	2,6
<b>Total autres passifs non-courants</b>	<b>374,5</b>	<b>371,7</b>
Passifs liés à des projets envers des tiers	0,5	0,0
<b>Total autres passifs courants</b>	<b>0,5</b>	<b>0,0</b>

Au 30 juin 2024, les autres passifs courants et non-courants se composent principalement de subsides en capital, de passifs de contrat et de dettes liées à des projets envers des tiers.

Le total des autres passifs courants et non-courants est relativement stable. La légère augmentation s'explique par les passifs variables et éventuels comptabilisés par le groupe dans le cadre des acquisitions. Pour plus d'informations, voir la note 4.15.

## 4.18. Charges à imputer et produits à reporter

(en millions €)	30 juin 2024	31 décembre 2023
Charges à imputer et produits à reporter	92,2	106,8
Mécanisme de décompte Belgique	225,1	310,6
Mécanisme de décompte Allemagne	433,5	284,8
<b>Total</b>	<b>750,8</b>	<b>702,2</b>

Dans le segment Elia Transmission (Belgique), le compte de report des soldes tarifaires (€225,1 millions) a diminué par rapport à la fin de l'année 2023 (€310,6 millions). Ceci est principalement dû aux remboursements effectués au profit des tarifs en accord avec la CREG (-€134,0 millions). Ces mouvements ont plus que compensé les nouveaux soldes tarifaires de 2024.

Dans le segment Transmission 50Hertz (Allemagne), les comptes de soldes régulatoires (€433,5 millions) affichent une augmentation de €148,7 millions par rapport à fin décembre 2023 (€284,8 million). Le passif régulatoire résulte principalement : (i) de l'écart de volume (+€55,2 millions), (ii) de la compensation du FSV Redispatch (-€114,3 millions), (iii) des services auxiliaires (-€36,0 millions) et du KKAuf (-€21,3 millions).

## 4.19. Charges financières

Les charges financières ont augmenté par rapport au premier semestre 2023. Ceci est le résultat d'un double effet : (i) l'augmentation du montant nominal de la dette (nous nous référons à la note 4.13 prêts et emprunts) et (ii) un coût plus élevé de la dette suite aux récentes émissions d'obligations.

\$

## 4.20. Charges d'impôt

En excluant la quote-part du résultat des entreprises mises en équivalence, la meilleure estimation du taux annuel moyen pondéré de l'impôt sur le revenu attendu pour l'ensemble de l'exercice est de 30,7% pour le semestre clôturé au 30 juin 2024, contre 29,2% pour le semestre clôturé au 30 juin 2023.

Pour plus de détails sur le cadre réglementaire qui était applicable en 2023, nous renvoyons aux notes 9.1, 9.2 et 9.3 qui accompagnent les états financiers consolidés pour l'exercice clôturé le 31 décembre 2023.

## 4.21. Mécanisme de décompte (cadre réglementaire)

En Belgique, le règlement découlant de la méthodologie tarifaire pour l'exercice clôturé le 31 décembre 2023 a été comptabilisé dans la période clôturée le 30 juin 2024, en affectant négativement le résultat net pour cette période à concurrence de €1,3 millions.

En Allemagne, il n'y a pas eu de changements au niveau des incertitudes réglementaires en raison des règlements définitifs découlant des mécanismes de régulation tarifaire devant être approuvés par les autorités compétentes.

Pour plus de détails sur le cadre réglementaire qui était applicable en 2023, nous renvoyons aux notes 9.1, 9.2 et 9.3 qui accompagnent les états financiers consolidés pour l'exercice clôturé le 31 décembre 2023.

## 4.22. Parties liées

### Entités de contrôle

L'actionnaire de référence d'Elia Group est toujours Publi-T. Excepté le paiement du dividende annuel, aucune transaction avec l'actionnaire de référence n'a été réalisée au cours de la période de six mois se terminant le 30 juin 2024.

### Transactions avec des membres clés de la direction

Les principaux responsables incluent le conseil d'administration d'Elia Group et le comité de direction d'Elia Group. Les deux entités possèdent une influence notable dans l'ensemble du groupe Elia.

Les principaux dirigeants n'ont pas reçu d'options de souscription d'actions, de prêts spéciaux ou d'autres avances du Groupe au cours de l'exercice.

Il n'y a pas eu de transactions significatives avec des entités dans lesquelles les membres du comité de direction d'Elia Group exercent une influence significative (par exemple en occupant des postes tels que CEO, CFO ou membre du comité de direction) au cours du premier semestre 2024.

### Transactions avec des entreprises associées et des coentreprises

Le détail des transactions avec des entreprises associées et des coentreprises est présenté ci-dessous :

(en millions €)	2024	2023
<b>Transactions avec entreprises associées</b>	<b>(3,7)</b>	<b>(6,2)</b>
Ventes de marchandises	0,0	0,0
Achats de marchandises	(3,7)	(6,2)
(en millions €)	30 juin 2024	31 décembre 2023
<b>Postes bilan avec entreprises associées</b>	<b>(1,1)</b>	<b>0,3</b>
Créances commerciales	(0,2)	0,3
Dettes commerciales	(0,9)	0,0

### Transactions avec d'autres parties liées

En outre, le comité de direction d'Elia a également évalué si des transactions ont été réalisées avec des entités dans lesquelles ses membres ou ceux du conseil d'administration exercent une influence significative (par exemple : des positions de CEO, CFO, vice-président du comité de direction, etc.).

Il y a eu quelques transactions avec des parties dans lesquelles ces personnes clés ont une influence significative. Toutes ces transactions ont eu lieu dans le cours normal des activités d'Elia. Il y a eu des dépenses pour un montant total de €30,3 milliers et aucun revenu au cours du premier semestre 2024 et aucune créance en cours au 30 juin 2024.

## 4.23. Fluctuations saisonnières

Une partie des recettes du Groupe (principalement l'Allemagne) présente profil ayant une variation saisonnière, essentiellement due à l'augmentation des volumes d'électricité consommés durant l'hiver et donc transportés par le gestionnaire du réseau depuis les producteurs d'électricité vers les distributeurs et les grands clients industriels, mais aussi à l'impact des énergies renouvelables, qui sont extrêmement sensibles aux conditions météorologiques et exercent donc un effet considérable sur les recettes et les activités opérationnelles.

## 4.24. Engagements et contingences

### Engagements de dépenses en capital

Au 30 juin 2024, le groupe avait un engagement de €11,921.0 millions (€11,509,0 millions fin 2023) relatif à des contrats d'achat pour l'installation d'immobilisations corporelles pour de nouvelles extensions du réseau.

### Autres contingences et engagements

Pour plus de détails, nous renvoyons à la note 8.2. qui accompagne les états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2023 et pour l'exercice clos à cette date.

Passifs éventuels : comme indiqué à la note 4.14, le groupe défend des litiges relatifs à des interruptions d'activité, des réclamations contractuelles ou des différends avec des tiers. En règle générale, conformément aux bonnes pratiques commerciales, le groupe ne fait état d'aucune procédure en cours qui n'est pas arrivée à échéance et/ou dont la probabilité d'exposition actuelle ou future est faible, dont l'impact financier n'est pas estimable et pour laquelle aucun passif éventuel ne peut être quantifié.

Néanmoins, à la date du 30 juin 2024, il peut être pertinent de noter que, dans le cadre d'une procédure ouverte, le Groupe a reçu en juin 2023 un jugement qui pourrait l'obliger à payer une indemnité d'environ 14,0 millions d'euros. Le groupe a décidé de faire appel de la décision du tribunal. Le Groupe et

ses avocats sont confiants que leurs arguments seront entendus. La probabilité d'un impact sur le résultat est considérée comme faible et aucune provision n'a été comptabilisée en rapport avec ce litige.

Comme indiqué dans la note 4.4, il est prévu que le Groupe Elia déploie US\$400 millions sur trois ans dans energyRe Giga. US\$250 millions sur les US\$400 millions ont été tirés en février 2024 et la participation d'Elia Group augmentera à mesure que le montant sera déployé au fil du temps, atteignant 35,1% une fois que les US\$400 millions seront entièrement déployés. Cet autre engagement est certain. Seul le calendrier du financement reste à définir. Il dépendra de l'avancement des projets et des besoins de financement exprimés par energyRe Giga.

## 4.25. Événements postérieurs à la date du bilan

Aucun événement significatif susceptible d'entraîner un ajustement des états financiers n'est survenu après la clôture des états financiers au 30 juin 2024.

A des fins d'exhaustivité et bien que ces événements soient par nature des événements ne donnant pas lieu à des ajustements, nous attirons l'attention sur:

- (i) les conséquences de l'épisode climatique extrême du 9 juillet 2024. Une tempête a frappé la Belgique, endommageant plusieurs infrastructures du Groupe dans le pays. Le Groupe n'a pas encore finalisé son évaluation des conséquences financières, qui devraient néanmoins avoir un impact limité sur la performance financière du Groupe;
- (ii) l'annonce faite le 18 juillet 2024 qu'Elia Group a décidé d'investir €12,5 millions dans SET Fund IV, un venture capital fund international de €200 millions géré par SET Ventures. Ce capital sera investi progressivement au cours des 4 prochaines années dans des start-up européennes qui développent des services et technologies numériques et sont suffisamment matures pour passer au niveau supérieur.

## 4.26. Cadre réglementaire

### 4.26.1 Cadre réglementaire en Belgique

Comme prévu par la Loi Électricité, la CREG et Elia Transmission Belgium ont convenu en décembre 2021 du processus formel relatif à l'organisation des démarches à entreprendre afin de (i) définir la méthodologie tarifaire pour la période 2024-2027 et (ii) définir les tarifs effectifs applicables pour la période tarifaire 2024-2027.

Le processus relatif à la définition de la méthodologie tarifaire pour la période 2024-2027 s'est achevé le 30 juin 2022. Le 30 juin 2022, la CREG a publié sa méthodologie tarifaire finale pour la période 2024-2027.

La méthodologie tarifaire pour la période 2024-2027 est très similaire à la méthodologie tarifaire précédente. Les principales adaptations se limitent à certains des paramètres relatifs à la marge équitable, ainsi qu'au cadre incitatif.

Elia Transmission Belgium a préparé sa proposition tarifaire pour la période tarifaire débutant le 1<sup>er</sup> janvier 2024 sur la base de la méthodologie décrite ci-dessous. Cette proposition a été approuvée par la CREG le 9 novembre 2023 (décision (B)658E/85).

La décision prend en considération une réévaluation de la rémunération afin de tenir compte des évolutions significatives qui se sont produites sur les marchés financiers depuis la mise en place de la méthodologie tarifaire en juin 2022. À la fin du mois de novembre 2023, la CREG a lancé une consultation publique jusqu'au 22 décembre 2023 relative à une proposition de décision visant à adapter la méthodologie tarifaire pour 2024-2027 afin de (i) réévaluer la rémunération en ce qui concerne le calcul de la marge équitable et (ii) introduire un cadre réglementaire pour l'expansion du réseau modulaire offshore (Modular Offshore Grid, « MOG II »). En particulier, la marge équitable est ajustée sur la base de l'évolution de la moyenne journalière annuelle du taux des obligations linéaires belges à 10 ans (« OLO 10 ans »), en faisant une distinction entre les nouveaux investissements et les investissements existants. La CREG a déposé une proposition pour avis devant le parlement fédéral ; en l'absence de réaction, la modification a été approuvée par une décision de la CREG du 29 février 2024.

### Réglementation tarifaire applicable en Belgique

En tant que gestionnaire de réseaux assurant des fonctions de transport (couvrant le réseau de transport et les réseaux de transport locaux et régionaux situés en Belgique), Elia Transmission Belgium tire la majeure partie de ses revenus des tarifs régulés qui sont facturés pour l'utilisation de ces réseaux (recettes tarifaires) et qui font l'objet d'une approbation préalable par la CREG. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, les mécanismes de régulation tarifaire mis en place prévoient la fixation de tarifs approuvés, sauf circonstances particulières, pour des périodes de quatre ans.

Le mécanisme tarifaire repose sur les montants comptabilisés selon les règles comptables belges (BE GAAP). Les tarifs sont déterminés sur la base des coûts budgétisés, diminués d'un certain nombre de produits non tarifaires. Ces coûts sont ensuite divisés à la fois sur la base d'une estimation des volumes d'électricité prélevée du réseau et, pour certains coûts, sur la base des volumes estimés d'électricité injectée dans le réseau, conformément aux dispositions prévues dans la méthodologie tarifaire établie par la CREG.

Parmi les coûts pris en considération figurent la valeur prévisionnelle de la rémunération autorisée des capitaux investis, une estimation des montants alloués à Elia Transmission Belgium sous forme d'incitants à la performance ainsi que les valeurs prévisionnelles des différentes catégories de dépenses. Ces dépenses sont classifiées en trois groupes : les coûts dits « gérables », pour lesquels Elia Transmission Belgium est incitée financièrement à l'amélioration de l'efficacité ; les coûts « non gérables » sur lesquels

Elia Transmission Belgium n'exerce aucune influence et dont les écarts par rapport au budget sont intégralement affectés au calcul des tarifs futurs ; les coûts « influençables » soumis à une règle hybride (voir plus loin « Coûts et revenus gérables et non gérables et coûts influençables »).

## Rémunération équitable

La rémunération équitable est le rendement du capital investi dans le réseau basé sur le modèle de détermination des prix des actifs du capital (« CAPM », ou Capital Asset Pricing Model). Cette rémunération est établie en référence à la valeur annuelle moyenne de la base d'actifs régulés (Regulated Asset Base – RAB), qui est calculée sur une base annuelle, en tenant compte des nouveaux investissements, des désinvestissements, des amortissements et de la variation du besoin en fonds de roulement.

Pour la période 2024-2027, la formule pour calculer la rémunération équitable a été définie pour chaque année (n) comme suit :

$$A : [S \times \text{RAB moyenne} \times ((\text{OLO}(n) + (\beta \times \text{prime de risque})))]$$

Si la structure financière du GRT est supérieure à 40%, la variable S dans la formule du précédent paragraphe est fixée à 40% et le résultat de la formule suivante est ajouté :

$$B : (S - 40\%) \times \text{RAB moyenne} \times (\text{OLO}(n) + 0,70\%)$$

avec :

- $\text{RAB}(n) = \text{RAB}(n-1) + \text{investissements}(n) - \text{amortissements}(n) - \text{cessions}(n) - \text{mises hors service}(n) +/\text{- variation des besoins en fonds de roulement}$  ;
- $\text{RAB moyenne} = \text{moyenne de RAB}(n) \text{ et RAB}(n-1)$
- Le taux  $\text{OLO}(n)$ , qui est également appelé « taux sans risque », est fixé à au moins 1,68% :
  - si la moyenne journalière annuelle du taux des obligations linéaires à dix ans (« OLO 10 ans ») fluctue entre 1,68% et 2,87%, le taux  $\text{OLO}(n)$  recevra une compensation additionnelle égale à la différence entre le taux OLO 10 ans et 1,68%. Dans la partie supérieure de cette fourchette, cela se traduit par une augmentation de 1,19% au-dessus de 1,68% ;
  - si le taux OLO 10 ans est supérieur à 2,87%, le taux  $\text{OLO}(n)$  bénéficiera de l'augmentation susmentionnée, plus une contribution proportionnelle à la différence entre le taux OLO 10 ans et 2,87%. Cette méthode permet d'établir une différenciation entre la rémunération de l'ancienne RAB et de la nouvelle RAB. L'ancienne RAB, c'est-à-dire les actifs mis en service jusqu'au 31 décembre 2021 inclus, recevront 50% de la différence, tandis que la nouvelle RAB, c'est-à-dire les actifs mis en service à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2022 inclus, recevront l'intégralité de la différence.
- $S = \text{rapport entre le capital et les réserves agrégés/RAB moyenne}$ , conformément aux GAAP belges ;
- $\beta$  (bêta) est à présent fixé à 0,69 ;
- prime de risque = 3,5%.

La formule qui comprend le taux sans risque, le facteur bêta ( $\beta$ ) et la prime de risque s'applique à la composante capitaux propres qui correspond à 40% de la RAB de l'année concernée. Les capitaux propres dépassant le seuil de 40% sont rémunérés au taux sans risque majoré de 0,70%.

Il est à noter que la prime d'illiquidité – majorant la marge équitable de 10% pour les capitaux propres sous le seuil de 40% de la RAB – qui s'appliquait dans la période tarifaire précédente (2020-2023) a été supprimée à partir de la période tarifaire 2024-2027.

## Coûts et revenus non gérables

Un certain nombre de coûts restent considérés comme non gérables par la méthodologie tarifaire. Il s'agit notamment d'éléments tels que les amortissements d'immobilisations corporelles, les services auxiliaires (à l'exception des coûts liés à la réservation des services auxiliaires, hors black-start, qui sont considérés comme des « coûts influençables »), les coûts liés aux déplacements de lignes imposés par une autorité publique et les impôts, partiellement compensés par les revenus des activités non tarifées (par exemple, les revenus de congestions transfrontalières). Parmi les changements à noter, les coûts de relevé des fonds marins sont désormais considérés comme non gérables, comme les coûts liés à l'intégration européenne (par ex. Coreso et JAO).

Elia Transmission Belgium est censée avoir un impact très limité, voire nul, sur ces éléments. Par conséquent, ils peuvent être couverts par les tarifs de transport, quel que soit leur montant, tant qu'ils sont considérés comme « raisonnables ». Dans la méthodologie tarifaire précédente, certains coûts exceptionnels spécifiques aux actifs offshore (par ex. le MOG, réseau modulaire offshore) ont été ajoutés à la liste des coûts non gérables (voir ci-dessus). Cette approche est maintenue dans la nouvelle méthodologie (s'applique par ex. pour MOG II). Les coûts non gérables incluent également les coûts de financement de la dette auxquels le principe de la dette intégrée est appliqué. En conséquence, tous les coûts de financement encourus et raisonnables relatifs à la dette émise par Elia Transmission Belgium sont inclus dans les tarifs.

## Coûts et revenus gérables

Les éléments gérables sont les coûts qui sont considérés comme relevant du contrôle d'Elia Transmission Belgium par la méthodologie tarifaire. La CREG prédéfinit une provision annuelle pour la période 2024-2027 en tenant compte de l'inflation. Elia Transmission Belgium est incitée à réduire ces coûts par rapport à la provision prédéfinie, ce qui signifie que ces coûts sont soumis à une règle de partage de productivité et d'amélioration de l'efficacité qui peut survenir durant la période tarifaire. Le facteur de partage reste égal à 50% (comme pour la période 2020-2023). Par conséquent, Elia Transmission Belgium est encouragée à contrôler ses coûts et revenus pour ces éléments gérables.

La réduction éventuelle de ce montant prédéfini entraîne un bénéfice supplémentaire équivalent à 50% de la réduction. Les 50% restants sont reflétés dans une réduction des tarifs futurs. À l'inverse, les dépassements de coûts ne sont pas recouvrables (et sont donc aux frais des actionnaires d'Elia Transmission Belgium) à concurrence de 50% et couverts par les tarifs pour les 50% restants.

## Coûts influençables

Les coûts liés à la réservation de services auxiliaires, hors black-start et contrôle de la tension, et les coûts de l'énergie pour compenser les pertes réseau sont considérés comme des coûts influençables, ce qui signifie que les dépassements budgétaires ou les gains d'efficacité créent un incitant négatif ou positif, dans la mesure où ils ne sont pas causés par une certaine liste de facteurs externes. 20% de la différence entre les dépenses de l'année A-1 et celles de l'année A (corrigée par des facteurs externes) constituent un bénéfice (avant impôt) pour Elia Transmission Belgium. Pour chacune des deux catégories de coûts influençables (réserves d'énergie et pertes réseau), l'incitant ne peut être inférieur à €0.

## Autres incitants

La méthodologie maintient les incitants tels que définis pour la période tarifaire 2020-2023 (voir ci-dessus), tout en adaptant les paramètres techniques de certains d'entre eux et en ajoutant deux nouveaux incitants à la liste actuelle (l'un relatif à la maximisation de la capacité de transport infrajournalière et l'autre relatif à l'amélioration de l'efficacité énergétique des sous-stations d'Elia Transmission Belgium).

Comme le prévoit le régulateur, si Elia Transmission Belgium ne réalise pas de bonnes performances grâce à ces incitatifs, le montant de ces derniers alloués à Elia Transmission Belgium sera diminué. L'impact se reflète dans les revenus différés qui généreront de futures diminutions de tarif – voir la description du mécanisme de décompte ci-dessous (montant avant impôt).

- **Intégration du marché:** Cet incitatif se compose de trois éléments du cadre réglementaire précédent : (i) augmentation de la capacité d'importation, (ii) augmentation du bien-être du marché en raison du couplage du marché et (iii) participations financières. Seul l'incitatif lié aux participations financières est conservé. L'incitatif lié au bien-être du marché disparaît, alors que l'incitatif lié à la capacité d'importation est remplacé par un incitatif poursuivant un objectif similaire (augmentation de la capacité d'échanges commerciaux transfrontaliers), mais avec une méthode d'évaluation assez différente. En outre, un nouvel incitatif est créé concernant la mise en service en temps opportun de projets d'investissement contribuant à une intégration du marché. Ces incitatifs peuvent contribuer positivement au bénéfice d'Elia Transmission Belgium (de €0 à €33,8 millions pour la capacité transfrontalière, de €0 à €8,4 millions pour la mise en service en temps opportun). Le bénéfice (dividendes et plus-values) résultant des participations financières dans d'autres sociétés qui ne sont pas considérées par la CREG comme faisant partie de la RAB est réparti comme suit : 60% sont alloués aux futures réductions tarifaires et 40% aux bénéfices d'Elia Transmission Belgium.
- **Programme d'investissement:** Cet incitatif est élargi et se définit comme suit : (i) si l'average interruption time (« AIT ») atteint un objectif prédéfini par la CREG, le résultat net d'Elia Transmission Belgium (avant impôt) pourrait être impacté positivement avec un maximum de €8,8 millions, (ii) au cas où la disponibilité du MOG est conforme au niveau défini par la CREG, l'incitatif peut contribuer au résultat d'Elia Transmission Belgium de €0 à €4,2 millions et (iii) Elia Transmission Belgium pourrait bénéficier de €0 à €3,4 millions si le portefeuille prédéfini d'investissements de maintien et de redéploiement est réalisé en temps opportun et dans le respect du budget.
- **Innovation et subventions:** Le contenu et la rémunération de cet incitatif ont été modifiés et couvrent (i) la réalisation de projets innovants qui pourraient contribuer à la rémunération d'Elia Transmission Belgium à concurrence d'un montant compris entre €0 et €5,4 millions (avant impôt) et (ii) les subsides octroyés pour les projets innovants qui pourraient avoir une incidence sur le bénéfice d'Elia Transmission Belgium avec un maximum de €0 à €1 million.
- **Qualité des services liés à la clientèle:** Cet incitatif est élargi et est lié à trois incitatifs particuliers : (i) le niveau de satisfaction client lié à la mise en place de nouveaux raccordements au réseau pouvant générer un bénéfice pour Elia Transmission Belgium de €0 à €2,3 million, (ii) le niveau de satisfaction client pour l'ensemble de la clientèle qui contribuerait à hauteur de €0 à €4,2 millions au bénéfice d'Elia Transmission Belgium et (iii) la qualité des données qu'Elia Transmission Belgium publie régulièrement, pouvant générer une rémunération pour Elia Transmission Belgium de €0 à €8,4 millions.
- **Amélioration du système d'équilibrage:** Cet incitatif est similaire à l'incitatif discrétionnaire dans le cadre réglementaire antérieur par le biais duquel Elia Transmission Belgium est récompensée si certains projets liés à l'équilibrage du système tel que défini par la CREG sont réalisés. Cet incitatif peut générer une rémunération comprise entre €0 et €4,2 millions (avant impôt).

La CREG impose dans la méthodologie tarifaire un plafond afin d'atténuer le risque de comportement extrême par Elia Transmission Belgium et/ou ses actionnaires. Les plafonds ont été actualisés pour la nouvelle période tarifaire au moment de la définition de la méthodologie tarifaire sur la base des informations qui étaient alors disponibles et fixés à €4,2 millions par an. Sur la base des hypothèses de performance, la contribution de l'incitatif est estimée à une rémunération nette de 1,3-1,4% à appliquer sur 40% de la RAB, tant qu'Elia Transmission Belgium réussit à atteindre un objectif raisonnable de 65-70% du montant maximum en moyenne pour tous les incitatifs.

### Cadre réglementaire pour le réseau modulaire offshore

Depuis 2020, la CREG a modifié la méthodologie tarifaire pour créer des règles spécifiques applicables à l'investissement dans le réseau modulaire offshore.

La méthodologie tarifaire 2020-2023 incluait des règles spécifiques applicables à l'investissement dans la première étape du réseau modulaire offshore (« MOG I »). Les principales caractéristiques de ces règles

étaient (i) une prime de risque spécifique à appliquer à cet investissement (résultant en un rendement net supplémentaire de 1,4% applicable aux capitaux propres investis dans les actifs de MOG I), (ii) des taux d'amortissement spéciaux applicables aux actifs du MOG I, (iii) certains coûts spécifiques aux actifs du MOG I à classer différemment des coûts relatifs aux activités terrestres et (iv) un incitant dédié, lié à la disponibilité des actifs de MOG I.

Pour la période tarifaire 2024-2027, la CREG a confirmé le cadre réglementaire tel que défini dans la méthodologie tarifaire précédente.

La CREG a estimé la prime de risque pour MOG II à quelque 1,4% (applicable sur 40% de la base d'actifs régulés de MOG II), en tenant compte du fait que MOG II fera partie de l'île Princesse Elisabeth. Pour l'île, la CREG propose un délai d'amortissement de 60 ans. Pour MOG I et II, Elia Transmission Belgium s'attend à ce que la prime de risque contribue à hauteur d'environ 0,2% au rendement régulé des capitaux propres d'Elia Transmission Belgium.

### **Rémunération pour les activités régulées en Belgique**

Sur la base des paramètres décrits dans la méthodologie tarifaire pour la période allant de 2024 à 2027, le rendement régulé des capitaux propres moyen pour cette période devrait être de quelque 7,2%, en fonction, en partie, des résultats réels, de l'évolution de la moyenne journalière annuelle du taux des obligations linéaires belges à 10 ans (en partant d'un OLO 10 ans de 3,27% sur la période 2024-2027), de la performance liée aux différents incitants, de la pondération respective de la nouvelle RAB et de l'ancienne RAB, et en tablant sur un objectif de ratio capitaux propres/dette de 40/60. Tout écart des hypothèses concernant l'un de ces éléments peut avoir une incidence négative sur le rendement régulé des capitaux propres moyen attendu. Cela pourrait en particulier être le cas si le taux OLO 10 ans devait chuter (et devenir inférieur à 3,27% pendant une longue période, ce qui a été supposé aux fins d'arriver à un rendement moyen attendu de 7,2% pour ETB).

### **Compte de report réglementaire : écarts par rapport aux valeurs budgétées**

Sur une base annuelle, des différences peuvent apparaître entre les volumes d'électricité réellement transportés et les volumes budgétés. Si les volumes transportés sont supérieurs (ou inférieurs) à ceux prévus, l'écart est comptabilisé sur un compte de régularisation au cours de l'année de survenance. Ces écarts par rapport aux valeurs budgétées (dette réglementaire ou créance réglementaire) sont cumulés et seront pris en compte lors de la fixation des tarifs pour la période tarifaire suivante. Indépendamment des écarts entre les paramètres prévisionnels pour la tarification (Rémunération équitable, Éléments non gérables, Éléments gérables, Coûts influençables, Composants d'incitants, Allocation des coûts et revenus entre les activités régulées et non régulées) et les coûts effectivement encourus ou les revenus liés à ces paramètres, c'est la CREG qui détermine chaque année en dernier ressort si les coûts/revenus peuvent être raisonnablement supportés par les tarifs. Cette décision peut entraîner le rejet des éléments engagés. Si des éléments engagés sont rejetés, le montant concerné n'entrera pas en ligne de compte pour la fixation des tarifs de la période suivante. Elia Transmission Belgium peut, certes, faire appel de cette décision, mais si cette révision judiciaire devait s'avérer infructueuse, un rejet pourrait bien exercer un impact négatif global sur les finances d'Elia Transmission Belgium.

### **Allocation des coûts et revenus entre les activités régulées et non régulées**

La méthodologie tarifaire pour 2024-2027 contient un mécanisme permettant à Elia Transmission Belgium de développer des activités en dehors du cadre régulé belge et dont les coûts ne sont pas couverts par les tarifs de réseau en Belgique. Cette méthodologie met en place un mécanisme permettant de s'assurer que l'impact des participations financières d'Elia Transmission Belgium dans des sociétés qui ne sont pas considérées par la CREG comme faisant partie de la RAB (telles que la participation à des activités régulées ou non régulées en dehors de la Belgique) est neutre pour les utilisateurs de réseau belges.

## **Obligations de service public**

Dans le cadre de son rôle de GRT, Elia Transmission Belgium est soumise à diverses obligations de service public imposées par le gouvernement et/ou des mécanismes de régulation. Les autorités publiques/mécanismes de régulation identifient des obligations de service public dans divers domaines (comme la promotion de l'énergie renouvelable, les certificats verts, les réserves stratégiques, le soutien social, la redevance pour occupation du domaine public, les passifs offshore) auxquelles les GRT doivent satisfaire. Les coûts encourus par les GRT pour satisfaire à ces obligations sont entièrement couverts par des « surcharges » tarifaires approuvées par le régulateur ou par un financement spécifique par l'État belge (sous la supervision du régulateur). Les montants impayés sont comptabilisés en surcharges.

#### 4.26.2 Cadre réglementaire en Allemagne

En Allemagne, le mécanisme de régulation tarifaire est actuellement déterminé par la loi EnWG, l'ordonnance StromNev et l'ordonnance ARegV. Les tarifs de réseau sont calculés en fonction du plafond de revenu (art. 17 de l'ordonnance ARegV) et comprennent l'activité onshore. Le plafond de revenu est fixé par la BNetzA pour chaque GRT et pour chaque période tarifaire.

Le plafond de revenu peut être ajusté annuellement de manière à tenir compte de situations particulières prévues par l'ordonnance ARegV. Les gestionnaires de réseau ne sont pas autorisés à retenir des revenus au-delà de leur plafond qui est déterminé individuellement. Si les gestionnaires de réseau conservent néanmoins des revenus supérieurs à leur plafond de revenu déterminé individuellement, un mécanisme de compensation s'applique, ce qui entraîne la baisse des tarifs à l'avenir (art. 5 de l'ordonnance ARegV). Chaque période tarifaire dure cinq ans ; la quatrième période tarifaire a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2024 et prendra fin le 31 décembre 2028. Les tarifs sont publics et ne sont pas négociables avec les clients. Seuls certains clients (dans des circonstances spécifiques qui sont prises en compte dans les lois applicables) sont autorisés à accepter des tarifs individuels conformément à l'art. 19 de l'ordonnance StromNEV (par exemple, en cas d'utilisation exclusive d'un actif de réseau). La loi Netzentgeltmodernisierungsgesetz (« NEMoG »), qui est entrée en vigueur en juillet 2017, et l'ordonnance Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte du 5 avril 2018 introduisent une mise en œuvre progressive de tarifs de réseau uniformes à l'échelle nationale pour tous les GRT allemands responsables de zones de réglage. Cette approche progressive a commencé en 2019 avec une part uniforme nationale de 20% de la base du coût individuel de chaque GRT et a entraîné des tarifs de réseau uniformes à l'échelle nationale en 2023. En outre, la NEMoG introduit le transfert des coûts de raccordement au réseau offshore et d'exploitation en 2019 à l'ancienne surcharge de responsabilité offshore, qui a par conséquent été renommée surcharge de réseau offshore (Offshore-Netzumlage).

Pour les besoins du plafonnement des revenus, les coûts encourus par un gestionnaire de réseau sont classés dans deux catégories comme suit :

- Coûts définitivement non influençables (« CDNI ») : ces coûts sont généralement des coûts répercutés aux clients et récupérés intégralement, quoique avec un décalage de deux ans, sauf indication contraire. Les éléments de coût pris en compte dans les CDNI sont définis dans l'ordonnance ARegV et comprennent un nombre déterminé d'éléments de coûts provisionnés, tels que les coûts du comité d'entreprise, les taxes d'exploitation, les coûts et les revenus provenant de la régulation dite procédurale (voir ci-dessous). Jusqu'à la fin de la période tarifaire en 2023, la régulation prévoit un régime de rémunération spécifique pour des investissements prédéfinis dans les réseaux de transport onshore appelés mesures d'investissement (« MI »). Les investissements autorisés dans les MI étaient également considérés comme relevant de ces CDNI jusqu'à ce que certaines conditions soient remplies et que les investissements soient intégrés à la RAB. Cependant, la révision de l'ordonnance ARegV en 2021 a introduit la KKA comme nouveau régime de rémunération pour les investissements dans les réseaux de transport onshore. Le nouveau régime remplacera le régime actuel de MI en 2024. Dans ce contexte, la part des dépenses d'investissement des clauses de récupération déjà déduites pour la troisième période tarifaire (2019-2023) a été remboursée sans intérêts via les comptes réglementaires allant de 2019 à 2021. En outre, plusieurs réglementations procédurales également considérées comme des CDNI couvrent les éléments de coût, entre autres, liés à l'équilibrage, aux pertes réseau et au redispatching onshore, ainsi que les coûts des initiatives européennes, ICT, des réserves de réseau et des chiffres d'affaires tirés des enchères et des coûts de redispatching sur les interconnexions.
- Coûts temporaires non influençables (« CTNI ») et coûts influençables (« CI ») : les CTNI et CI sont tous les coûts qui ne sont pas considérés comme des CDNI, par ex. les coûts de maintenance. Les CTNI sont tous les coûts réputés totalement efficaces. Ils sont inclus dans le plafond du revenu, en tenant compte d'un ajustement annuel de l'inflation et du facteur Xgen. Le facteur Xgen réduit le plafond de revenu dans le cadre de la formule réglementaire et a été fixé par l'article 9 de l'ordonnance ARegV à 1,25% par an au cours de la première période tarifaire et à 1,5% par an au cours de la deuxième période

tarifaire. Conformément à l'article 9, paragraphe 3 de l'ordonnance ARegV, la BNetzA devait déterminer un nouveau facteur Xgen avant la troisième période tarifaire. Avec la décision du 28 novembre 2018, le facteur Xgen a été établi à 0,90% pour les gestionnaires de réseaux électriques (cf. BK4-17-056). 50Hertz a contesté la décision concernant le secteur de l'électricité devant la Cour d'appel de Düsseldorf. Actuellement, 50Hertz ne dirige pas activement la procédure et attend de connaître la décision finale rendue dans d'autres actions déclaratoires modèles (procédure allemande correspondant à un recours collectif). Une première décision a été rendue au titre d'une action déclaratoire modèle en 2021 : le 9 juillet 2019, la Haute cour régionale de Düsseldorf a révoqué, dans le cadre d'une action déclaratoire modèle, la décision de la BNetzA concernant le secteur du gaz (cf. BK4-17-093). La BNetzA a fait appel du jugement rendu par la Haute cour régionale de Düsseldorf auprès de la Cour fédérale de justice, et a obtenu gain de cause. Le 26 janvier 2021, la Cour fédérale de justice a confirmé la décision de la BNetzA établissant le Xgen (cf. EnVR 101/19). Dans l'action déclaratoire modèle, la Cour fédérale de justice a tranché en faveur de la BNetzA – aucune modification concernant la détermination du Xgen. Le facteur Xgen pour la quatrième période tarifaire n'a pas encore été déterminé. Les CI sont également inclus dans le plafond de revenu. Les CI font l'objet d'un ajustement annuel au titre de l'inflation et d'un facteur de productivité général ; en outre, ils sont également soumis à un facteur d'efficacité individuelle (« Xind ») (50Hertz étant réputé efficace à 100% pour la troisième (2019-2023) et la quatrième (2024-2028) périodes tarifaires, aucun CI ni aucun coût inefficace n'est à prendre en compte). Le facteur d'efficacité donne au GRT une motivation pour réduire ou éliminer les coûts inefficaces sur la durée de la période tarifaire. Si un gestionnaire de réseau est réputé efficace à 100%, le volume total du coût est alors alloué au CTNI, l'assiette des coûts (hors CDNI) étant alors seulement ajustée au titre du facteur de productivité général et de l'inflation par application d'un facteur d'inflation général calculé sur la base d'une formule fixée statutairement. En outre, le mécanisme incitatif actuel prévoit l'utilisation d'un facteur de qualité qui pourrait également être appliqué aux GRT, mais les critères et le mécanisme d'application d'un tel facteur de qualité aux GRT restent à définir par la BNetzA. Les CTNI et CI comprennent le coût du capital (la rémunération du rendement des capitaux propres (plafonné à 40%), le coût de la dette (également plafonné), les amortissements et la taxe professionnelle pour les actifs inclus dans l'année de référence et ne remplissant pas les critères de qualification comme CDNI).

- La surcharge sur le coût du capital (Kapitalkostenaufschlag ou « KKAuf »), qui constitue un nouveau régime de rémunération pour les investissements dans les réseaux de transport onshore à compter de 2024, prévoit un ajustement annuel du plafond de revenu. Toutefois, il ne s'agit ni d'un CDNI, ni d'un CTNI, ni d'un CI. Le KKAuf est calculé conformément à l'article 10a de l'ordonnance ARegV. En termes simples, il s'agit de la somme des amortissements imputés, de l'intérêt imputé et de la taxe professionnelle imputée calculés sur la base des coûts d'acquisition et de production des actifs requis pour les opérations. Le KKAuf est une procédure de demande. La demande pour le KKAuf peut être soumise annuellement, le 30 juin au plus tard. Lors du calcul du KKAuf, les actifs immobilisés nécessaires aux opérations sont pris en compte s'ils ont été activés à partir du 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivant l'année de référence du plafond de revenu pour être ajustés et sont censés être activés au 31 décembre de l'année pour laquelle le KKAuf est approuvé. Seuls les investissements dans des centrales qui sont nécessaires sur le plan opérationnel conformément à l'article 10a de l'ordonnance ARegV sont approuvés via l'achat d'actifs. Le 7 mars 2024, 50Hertz a notifié à la BNetzA que toutes les mesures d'investissement seront transférées à la KKA avec effet rétroactif à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2024.

En ce qui concerne le rendement du capital, la BNetzA prévoit des provisions sur revenus différentes pour le rendement des capitaux propres et le coût de la dette. S'agissant du rendement autorisé des capitaux propres inclus dans les CTNI /CI pour les actifs relevant de la Base d'Actifs Régulés et dans le CDNI pour les actifs approuvés dans les MI, le rendement des capitaux propres pour la troisième période tarifaire est fixé à 5,12% pour les investissements effectués avant 2006 et 6,91% pour les investissements effectués depuis 2006, sur la base de 40% de la valeur totale de l'actif considéré comme « financé par les capitaux propres », le reste de l'investissement étant traité comme une « quasi-dette ». Le rendement des capitaux propres est calculé avant impôt sur les sociétés et après taxe professionnelle imputée.

Après impôt, ce rendement des capitaux propres de la troisième période tarifaire ressortirait à 4,18% pour les investissements effectués avant 2006 et 5,64% pour les investissements effectués depuis 2006. Le taux de rendement des capitaux propres est recalculé par la BNetzA pour chaque période tarifaire. En octobre 2021, la BNetzA a déterminé la rémunération des capitaux propres pour la quatrième période tarifaire commençant en 2024. Le rendement des capitaux propres a été déterminé à 5,07% (après impôt, 4,13%) pour les investissements réalisés après 2006 (3,51% pour les investissements jusqu'en 2006). 50Hertz a fait appel de la décision de la BNetzA concernant la détermination du plafond de revenu de la rémunération des capitaux propres pour la quatrième période tarifaire. Une décision du tribunal est en attente. En ce qui concerne le coût de la dette, la provision pour coût de la dette en lien avec les CTNI /CI est plafonnée s'il ne peut être prouvé qu'elle est conforme au marché (« marktkonform »).

Le 24 janvier 2024, la BNetzA a annoncé la décision finale concernant le rendement régulé des capitaux propres (RoE) pour les investissements onshore en réponse à une hausse inattendue et substantielle des taux d'intérêt. Conformément à cette décision, le RoE pour les nouveaux investissements onshore commençant en 2024 sera déterminé annuellement, en intégrant une prime de risque fixe (3%) et un taux d'intérêt de référence mis à jour (« taux de référence ») pour cette année spécifique. Ce taux de référence n'est pas fixé et dépendra de la performance du taux sans risque dans l'année sous-jacente publiée par la Banque fédérale d'Allemagne. Cela impliquerait un ajustement préliminaire de 4,13% à 5,78% après impôt (ce qui correspond à 7,09% avant impôt sur le revenu de l'entreprise) pour l'année 2024. En ce qui concerne les investissements existants jusqu'en 2023 et les projets déjà mis en service, le taux initial non ajusté de 4,13% après impôt (ce qui correspond à 5,07% avant impôt sur le revenu de l'entreprise) sera appliqué tout au long de la période tarifaire. Conformément à une affaire en cours, la BNetzA étendra la même régulation aux actifs offshore. Une décision finale de la BNetzA pour les investissements offshore est attendue dans le courant de l'année 2024.

Outre les tarifs de réseau, les coûts et les chiffres d'affaires relatifs à l'activité offshore sont soumis à la Surcharge de réseau offshore à compter de 2019. La Surcharge de réseau offshore comprend les dépenses d'investissement (rendement des capitaux propres compris) et les charges d'exploitation réelles selon l'ordonnance StromNEV et l'ordonnance ARegV, ainsi que les paiements aux parcs éoliens offshore après la mise en place de dispositions relatives à la responsabilité liée à l'activité offshore par la loi EnWG afin de compenser les interruptions ou retards de raccordement au réseau offshore. La Surcharge de réseau offshore est calculée chaque année sur la base des coûts prévus pour l'année t avec un règlement du coût réel ultérieur au cours de l'année t+1 et une compensation correspondante au titre des écarts entre les coûts planifiés et réels pris en compte dans la Surcharge de réseau offshore de l'année t+2.

Outre les tarifs de réseau et la Surcharge de réseau offshore, 50Hertz est dédommagée des coûts encourus du fait de ses obligations liées aux énergies renouvelables, y compris EEG et KWKG, ainsi que d'autres obligations comme le mécanisme de tarif de réseau individuel décrit dans l'ordonnance StromNEV, qui est soumis à surcharges.

Sur la base des paramètres décrits dans la tarification pour la période allant de 2024 à 2028, le rendement régulé préliminaire des capitaux propres pour les investissements en 2024 est fixé à 5,78% après impôt, en fonction de l'évolution du taux de référence dans l'année sous-jacente et de la décision finale de la BNetzA concernant le rendement des capitaux propres pour les investissements offshore. Tout écart des hypothèses concernant l'un de ces éléments peut avoir une incidence négative sur le rendement régulé des capitaux propres attendu, et par conséquent sur la liquidité et la rentabilité du Groupe.

### 4.26.3 Cadre réglementaire pour l'interconnexion Nemo Link

Une nouvelle période tarifaire de cinq ans a débuté en 2024 (période durant laquelle les régulateurs examinent les revenus cumulés de l'interconnexion) mais aucun changement majeur n'a été apporté au cadre réglementaire pour l'interconnexion Nemo Link (comme décrit dans la note 9.3 qui accompagne les états financiers consolidés annuels pour l'année terminée le 31 décembre 2023).

Par souci d'exhaustivité, vous trouverez ci-dessous une description détaillée du cadre réglementaire qui s'applique à l'interconnexion Nemo Link.

Un cadre réglementaire spécifique est applicable à la ligne d'interconnexion Nemo Link à compter de sa date de prise d'effet, intervenue le 31 janvier 2019. Ce cadre fait partie de la méthodologie tarifaire publiée le 18 décembre 2014 par la CREG. Le régime du plafond et du plancher est un régime fondé sur les revenus, assorti d'une période de 25 ans. Les régulateurs nationaux au Royaume-Uni et en Belgique (respectivement l'Ofgem et la CREG) ont déterminé les niveaux plafond et plancher ex ante (avant la construction), et ces niveaux resteront en grande partie fixés (en termes réels) pendant la durée du régime. Le niveau de rendement du plafond peut être relevé ou abaissé de 2% maximum au titre des incitants à la disponibilité. Les investisseurs auront donc une certitude concernant le cadre réglementaire pendant toute la durée de vie de la ligne d'interconnexion.

L'interconnexion est actuellement en fonctionnement (depuis le 31 janvier 2019) et, de ce fait, le régime des plafonds et planchers a été enclenché. Tous les cinq ans, les régulateurs examineront les revenus cumulés de l'interconnexion (nets de tous frais liés au marché) durant la période en question par rapport aux niveaux plafond et plancher cumulés, afin de déterminer si le niveau à prendre en considération est le plafond ou le plancher. Tout revenu qui dépasse le plafond sera restitué au GRT au Royaume-Uni (National Grid plc) et au GRT en Belgique (ETB) selon une clé de répartition de 50/50. Les GRT réduiront alors les frais de réseau pour les utilisateurs du réseau dans leurs pays respectifs. Si le revenu descend en dessous du plancher, les propriétaires de l'interconnexion seront intégralement indemnisés par les GRT. Les GRT peuvent à leur tour récupérer ces coûts par le biais des tarifs de transport nationaux dans leurs pays respectifs.

Chaque période de cinq ans sera examinée séparément. Les ajustements des niveaux plafond et plancher au cours d'une période n'affecteront pas les ajustements des périodes ultérieures, et le total des revenus obtenus au cours d'une période n'entrera pas en ligne de compte pour les périodes ultérieures.

La tarification de haut niveau est structurée comme suit :

Chaque période de cinq ans est examinée séparément. Les ajustements des niveaux plafond et plancher au cours d'une période n'affectent pas les ajustements des périodes ultérieures, et le total des revenus obtenus au cours d'une période n'entre pas en ligne de compte pour les périodes ultérieures.

La tarification de haut niveau est structurée comme suit:

Durée du régime	25 ans
Niveaux plafond et plancher	<p>Les niveaux sont établis au début du régime et demeurent fixes en termes réels pendant 25 ans à compter de la prise d'effet.</p> <p>Sur la base de l'application de paramètres mécaniques à la rentabilité : unbenchmarking lié au coût de la dette était appliqué aux coûts pour déterminer le plancher, et un benchmarking lié au rendement des actions a permis de déterminer le plafond.</p>
Période d'évaluation (afin de déterminer si les revenus de l'interconnexion sont supérieurs/inférieurs au plafond/plancher)	Tous les cinq ans, avec des ajustements en cours de période si nécessaire et justifiés par l'opérateur. Ces ajustements permettront aux opérateurs de récupérer un revenu durant la période d'évaluation si le revenu est inférieur au plancher (ou supérieur au plafond), mais resteront sujets à une rectification au terme des cinq ans d'évaluation.
Mécanisme	Si les revenus sont compris entre le plafond et le plancher à la fin de la période de cinq ans, aucun ajustement n'est nécessaire. Le revenu supérieur au plafond est restitué aux clients finaux, et tout déficit de revenu en dessous du plancher requiert un paiement des utilisateurs du réseau (par le biais de frais de réseau).

# 5. Rapport du collège des commissaires à l'organe d'administration de Elia Group SA sur l'examen limité de l'information financière consolidée intermédiaire résumée pour la période de six mois close le 30 juin 2024

## Introduction

Nous avons effectué l'examen limité de l'état consolidé résumé de la situation financière de Elia Group SA arrêté au 30 juin 2024 ainsi que le compte de résultat consolidé résumé, l'état consolidé résumé du compte de résultat et autres éléments du résultat global, l'état consolidé résumé des variations des capitaux propres et l'état consolidé résumé des flux de trésorerie pour la période de six mois close à cette date, ainsi que des notes explicatives (« l'information financière consolidée intermédiaire résumée »). L'organe d'administration de la société est responsable de l'établissement et de la présentation de cette information financière consolidée intermédiaire résumée conformément à l'IAS 34 « Information financière intermédiaire » telle qu'adoptée par l'Union Européenne. Notre responsabilité est d'exprimer une conclusion sur cette information financière consolidée intermédiaire résumée sur la base de notre examen limité.

## Etendue de l'examen limité

Nous avons effectué notre examen limité selon la norme ISRE 2410 « Examen limité d'informations financières intermédiaires effectué par l'auditeur indépendant de l'entité ». Un examen limité d'information financière intermédiaire consiste en des demandes d'informations, principalement auprès des personnes responsables des questions financières et comptables et dans la mise en œuvre de procédures analytiques et d'autres procédures d'examen limité. L'étendue d'un examen limité est considérablement plus restreinte que celle d'un audit effectué selon les normes internationales d'audit (ISA) et ne nous permet donc pas d'obtenir l'assurance que nous avons relevé tous les éléments significatifs qu'un audit aurait permis d'identifier. En conséquence, nous n'exprimons pas d'opinion d'audit.

## Conclusion

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé de faits qui nous laissent à penser que l'information financière consolidée intermédiaire résumée ci-jointe pour la période de six mois close le 30 juin 2024 n'a pas été établie, dans tous ses aspects significatifs, conformément à l'IAS 34 « Information financière intermédiaire » telle qu'adoptée par l'Union Européenne.

Bruxelles, le 23 juillet 2024

Le Collège des commissaires

BDO Réviseurs d'Entreprises SRL  
représentée par

Michaël Delbeke\*  
Associé  
\*Agissant au nom d'une SRL

EY Réviseurs d'Entreprises SRL  
représentée par

Paul Eelen\*  
Associé  
\*Agissant au nom d'une SRL

## 6. Indicateurs alternatifs de performance

Le rapport financier semestriel contient certains indicateurs de performance financière qui ne sont pas définies par les IFRS et qui sont utilisées par la direction pour évaluer la performance financière et opérationnelle du Groupe. Les principaux indicateurs alternatifs de performance (« IAP ») utilisés par le Groupe sont expliqués et/ou réconciliés avec nos indicateurs IFRS (États financiers consolidés) dans ce document.

Les IAP suivants apparaissant dans le rapport financier semestriel sont expliqués dans cette annexe :

- Dépenses d'investissements (CAPEX)
- EBIT
- EBITDA
- Cash flow libre
- Charges financières nettes
- Dette financière nette :
- Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société
- Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société (par action)
- Résultat de base par action (en €) (part Elia)
- Base d'actifs régulés (RAB)

### Dépenses d'investissements (CAPEX)

Les dépenses d'investissement = acquisitions d'immobilisations (corporelles et incorporelles) moins le produit de la vente d'immobilisations. Les dépenses d'investissement, ou CAPEX, sont des investissements réalisés par le Groupe pour acquérir, maintenir ou améliorer des actifs physiques (comme des propriétés, des bâtiments, un site industriel, une usine, une technologie ou des équipements) et des immobilisations incorporelles. Les dépenses d'investissement sont un indicateur important pour le Groupe car elles ont une incidence sur sa base d'actifs régulés (RAB, Regulated Asset Base) qui sert de base pour sa rémunération régulatoire.

### EBIT

EBIT (Earnings Before Interest and Taxes) = résultat des activités opérationnelles, utilisé pour mesurer la performance opérationnelle du Groupe. L'EBIT est calculé comme étant le total des produits moins les coûts des approvisionnements et marchandises, services et biens divers, frais de personnel et pensions, amortissements, réductions de valeurs, variations de provisions et autres charges opérationnelles et plus entreprises mises en équivalence.

(en millions €) – période se terminant le 30 juin	2024				
	Elia Transmission	50Hertz Transmission	Activités non régulées et Nemo Link	Ecritures de consolidation & transactions entre segments	Elia Group Total
Résultat des activités opérationnelles	160,7	204,5	(3,0)	0,1	362,3
Quote-part du résultat dans les entreprises mises en équivalence (nette d'impôt)	1,5	0,0	22,0	0,0	23,5
<b>EBIT</b>	<b>162,2</b>	<b>204,5</b>	<b>19,1</b>	<b>0,1</b>	<b>385,8</b>

(en millions €) – période se terminant le 30 juin	2023				
	Elia Transmission	50Hertz Transmission	Activités non régulées et Nemo Link	Ecritures de consolidation & transactions entre segments	Elia Group Total
Résultat des activités opérationnelles	135,3	193,7	(7,7)	0,0	321,3
Quote-part du résultat dans les entreprises mises en équivalence (nette d'impôt)	1,7	0,0	13,3	0,0	15,0
<b>EBIT</b>	<b>136,9</b>	<b>193,7</b>	<b>5,7</b>	<b>0,0</b>	<b>336,3</b>

## EBITDA

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortisations) = résultats des activités opérationnelles plus dépréciations, amortissements et pertes de valeur plus variations des provisions plus quote-part du résultat des entreprises mises en équivalence. L'EBITDA est utilisé pour mesurer la performance opérationnelle du Groupe, en extrayant l'effet des dépréciations, amortissements et variations des provisions du Groupe. L'EBITDA exclut le coût d'investissements en capital comme les immobilisations corporelles.

(en millions €) – période se terminant le 30 juin	2024				
	Elia Transmission	50Hertz Transmission	Activités non régulées et Nemo Link	Ecritures de consolidation & transactions entre segments	Elia Group Total
Résultat des activités opérationnelles	160,7	204,5	(3,0)	0,1	362,3
<b>Ajoute:</b>					
Amortissements et réductions de valeurs	120,6	171,9	0,6	0,0	293,1
Variation des provisions	(0,3)	(0,5)	0,0	0,0	(0,8)
Quote-part du résultat dans les entreprises mises en équivalence (nette d'impôt)	1,5	0,0	22,0	0	23,5
<b>EBITDA</b>	<b>282,5</b>	<b>376,0</b>	<b>19,6</b>	<b>0,1</b>	<b>678,1</b>

(en millions €) – période se terminant le 30 juin	2023				
	Elia Transmission	50Hertz Transmission	Activités non régulées et Nemo Link	Ecritures de consolidation & transactions entre segments	Elia Group Total
Résultat des activités opérationnelles	135,3	193,7	(7,7)	0,0	321,3
<b>Ajoute:</b>					
Amortissements et réductions de valeurs	110,8	158,9	0,4	0,0	270,0
Variation des provisions	(0,6)	0,1	0,0	0,0	(0,5)
Quote-part du résultat dans les entreprises mises en équivalence (nette d'impôt)	1,7	0,0	13,3	0,0	15,0
<b>EBITDA</b>	<b>247,1</b>	<b>352,7</b>	<b>6,1</b>	<b>0,0</b>	<b>605,9</b>

## Cash flow libre

Cash flow libre = flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles moins flux de trésorerie liés aux activités d'investissement. Le cash flow libre fournit une indication des flux de trésorerie générés par le Groupe.

(en millions €) - période se terminant le 30 juin		2024				
	Elia Transmission	50Hertz Transmission	Activités non régulées et Nemo Link	Ecritures de consolidation & transactions entre segments	Elia Group Total	
Flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles	86,0	716,6	(4,2)	0,0	798,4	
<b>Déduits:</b>						
Trésorerie nette utilisée par les activités d'investissement	456,9	1 365,9	64,7	166,4	2 054,0	
<b>Cash flow libre</b>	<b>(370,9)</b>	<b>(649,3)</b>	<b>(68,9)</b>	<b>(166,4)</b>	<b>(1 255,6)</b>	
Mécanismes EEG et assimilés - impact positif		320,8			320,8	
<b>Cash flow libre, hors mécanismes EEG et assimilés</b>	<b>(370,9)</b>	<b>(970,1)</b>	<b>(68,9)</b>	<b>(166,4)</b>	<b>(1 576,4)</b>	
(en millions €) - période se terminant le 30 juin		2023				
	Elia Transmission	50Hertz Transmission	Activités non régulées et Nemo Link	Ecritures de consolidation & transactions entre segments	Elia Group Total	
Flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles	112,5	(78,4)	3,0	(0,8)	37,0	
<b>Déduits:</b>						
Trésorerie nette utilisée par les activités d'investissement	307,9	501,4	(191,1)	191,7	810,0	
<b>Cash flow libre</b>	<b>(195,5)</b>	<b>(579,8)</b>	<b>194,0</b>	<b>(192,5)</b>	<b>773,0</b>	
Mécanismes EEG et assimilés - impact positif		(555,1)			(555,1)	
<b>Cash flow libre, hors mécanismes EEG et assimilés</b>	<b>(195,5)</b>	<b>(24,7)</b>	<b>194,0</b>	<b>(192,5)</b>	<b>1 328,1</b>	

## Charges financières nettes

Représentent le résultat financier net (charges financières plus produits financiers) de l'entreprise.

## Dette financière nette

Dette financière nette = prêts et emprunts portant intérêt (courants et non courants) (y compris dette de location en vertu de la norme IFRS 16) moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie. La dette financière nette est un indicateur du montant de la dette portant intérêt du Groupe qui resterait si la trésorerie ou des instruments de trésorerie disponibles étaient utilisés pour rembourser la dette existante.

(en millions €)	30 juin 2024				31 décembre 2023			
	Elia Transmis sion	50Hertz Transmis sion	Activités non régulées et Nemo Link	Elia Group Total	Elia Transmis sion	50Hertz Transmis sion	Activités non régulées et Nemo Link	Elia Group Total
<b>Passifs non-courants:</b>								
Emprunts et dettes financières	4 177,7	6 388,1	1 050,3	11 616,1	3 394,2	5 395,9	464,7	9 254,8
<b>Ajoute:</b>								
<b>Passifs courants:</b>								
Emprunts et dettes financières	56,3	567,8	315,0	939,1	583,1	58,8	113,4	755,2
<b>Déduits:</b>								
<b>Actifs courants:</b>								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	378,7	1 423,3	653,2	2 455,3	498,2	761,4	108,5	1 368,1
<b>Dette financière nette</b>	<b>3 855,2</b>	<b>5 532,7</b>	<b>712,0</b>	<b>10 099,9</b>	<b>3 479,1</b>	<b>4 693,3</b>	<b>469,6</b>	<b>8 641,9</b>
Mécanismes EEG et assimilés - surplus		673,5		673,5		352,6		352,6
<b>Dette financière nette, hors mécanismes EEG et assimilés</b>	<b>3 855,2</b>	<b>6 206,2</b>	<b>712,0</b>	<b>10 773,4</b>	<b>3 479,1</b>	<b>5 045,9</b>	<b>469,6</b>	<b>8 994,5</b>

## Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société

Les capitaux propres attribuables aux propriétaires d'actions ordinaires et de titres hybrides, mais à l'exclusion des intérêts minoritaires.

### Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société (par action)

(en millions €)	30 juin 2024	31 décembre 2023
Capitaux propres	5 676,8	5 517,3
<b>Déduits:</b>		
Intérêts minoritaires	443,2	(428,8)
<b>Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la Société</b>	<b>5 233,7</b>	<b>5 088,5</b>

### Résultat de base par action (en €) (part Elia)

(en millions €) – période se terminant le 30 juin	30 juin 2024	31 décembre 2023
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	4 732 474 219,9	4 483 614 462,0
Divise par:		
Nombre d'actions en circulation	73 499 647	73 507 880
<b>Capitaux propres attribuables aux détenteurs d'actions ordinaires (par action)</b>	<b>64,4</b>	<b>61,0</b>

## **Base d'actifs régulés (RAB)**

La base d'actifs régulés (Regulated asset base ou RAB) est un concept réglementaire et un important moteur pour déterminer le rendement du capital investi dans le GRT via des régimes réglementaires. La RAB est déterminée comme suit : RAB<sub>i</sub> (la RAB initiale déterminée par le régulateur à un moment donné) et évolue au fil des nouveaux investissements, des amortissements, des désinvestissements et des variations du fonds de roulement sur une base annuelle. Lors de la fixation de la RAB<sub>i</sub> en Belgique, un certain montant de réévaluation (c.-à-d. : goodwill) a été pris en considération et évolue d'année en année en fonction des désinvestissements et/ou des amortissements.