

NEOEN

Neoen

Société anonyme au capital de 229 340 996 euros
Siège social : 22 rue Bayard, 75008, Paris
508 320 017 RCS PARIS

AMENDEMENT AU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2021



Cet amendement au Document d'enregistrement universel a été déposé le 6 mars 2023 auprès de l'Autorité des marchés financiers (AMF) en sa qualité d'autorité compétente au titre du règlement (UE) n°2017/1129 du 14 juin 2017, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement.

Le Document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au document d'enregistrement universel. L'ensemble est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) n°2017/1129.

Le présent amendement (l'« **Amendement** ») complète et doit être lu conjointement avec le document d'enregistrement universel 2021 déposé auprès de l'AMF le 31 mars 2022 sous le numéro D. 22-0224 (le « **Document d'Enregistrement Universel 2021** »).

Une table de correspondance est fournie dans le présent Amendement afin de permettre de retrouver facilement les informations incorporées par référence et celles mises à jour ou modifiées.

Dans l'Amendement, « **Neoen** » et la « **Société** » désignent la société Neoen S.A. et le « **Groupe** » désigne la Société et l'ensemble de ses filiales consolidées.

Le Document d'Enregistrement Universel 2021 ainsi que l'Amendement y afférent sont disponibles sur le site Internet de Neoen (www.neoen.com) ainsi que sur le site Internet de l'AMF (www.amf-france.org).

1	PRESENTATION	3
1.1	Présentation générale	4
1.2	Description du marché des énergies renouvelables	6
1.3	Description des activités du Groupe.....	13
2	COMMENTAIRES SUR L'EXERCICE 2022	49
2.1	Indicateurs alternatifs de performance	50
2.2	Informations sur les principales données opérationnelles.....	53
2.3	Perspectives et tendances.....	55
2.4	Analyse de l'activité et du résultat.....	61
2.5	Financements et investissements	81
2.6	Procédures judiciaires et d'arbitrage.....	94
2.7	Changement significatif de la situation financière ou commerciale	95
2.8	Evenements postérieurs à la cloture.....	95
3	FACTEURS ET GESTION DES RISQUES	96
3.1	Principaux risques auxquels le Groupe est exposé	97
3.2	Assurances et gestion des risques	113
4	COMPTES CONSOLIDES ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	131
4.1	Comptes consolidés	132
4.2	Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	187
5	CAPITAL ET ACTIONNARIAT	191
5.1	Renseignements concernant la Société.....	192
5.2	Capital.....	194
5.3	Actionnariat	203
6	GOVERNANCE	209
6.1	Etat de la gouvernance.....	210
6.2	Code de gouvernement d'entreprise	210
7	AUTRES INFORMATIONS	211
7.1	Attestation du responsable de l'amendement au document d'enregistrement universel 2021	212
7.2	Table de concordance	213

1

PRESENTATION

1.1 PRESENTATION GENERALE

Le paragraphe 1.1.2 intitulée « Stratégie » du chapitre 1 du Document d'Enregistrement Universel 2021 est substituée par ce qui suit :

Notre vision

Le déploiement des énergies renouvelables est une évidence, car elles répondent à une triple urgence : écologique, économique et stratégique.

Seuls les énergéticiens spécialisés, indépendants, implantés localement et financièrement solides, apporteront les solutions les plus durables et les plus performantes pour accélérer cette révolution.

Notre mission

Partout où nous sommes présents, penser et mettre en œuvre localement les moyens de produire durablement et à grande échelle, l'électricité renouvelable la plus compétitive.

Notre stratégie

Consolider nos positions géographiques existantes

Neoen est un acteur diversifié géographiquement, présent dans 16 pays et 3 zones géographiques (Amériques, Europe-Afrique, Australie) à travers ses équipes locales.

Le Groupe prévoit à l'avenir de croître très majoritairement dans les pays dans lesquels il est déjà implanté, où il a pour ambition de développer un portefeuille équilibré entre solaire, éolien et stockage. En se renforçant dans ses géographies existantes, Neoen pourra bénéficier des ressources déjà présentes et de sa courbe d'expérience pour augmenter le nombre de ses projets, leur taille moyenne et leur compétitivité.

Neoen souhaite par ailleurs se développer de manière sélective dans des nouveaux pays, principalement dans la zone OCDE, qui continuera de représenter au moins 80 % de sa capacité en opération. Cette expansion géographique sera réalisée dans des pays où le solaire et l'éolien sont des énergies intrinsèquement compétitives ou dans ceux qui ont des besoins en matière de stockage d'énergie. Ces pays devront également offrir un potentiel de développement significatif, permettant au Groupe de construire une position de leader. Neoen recherchera des contrats libellés en devises fortes et privilégiera des financements sans recours auprès de prêteurs locaux et internationaux.

A horizon 2030, Neoen ambitionne d'être un leader local dans 12 à 14 pays au sein de ses 3 zones géographiques.

Se positionner comme un acteur intégré solaire, éolien et stockage

Neoen est un acteur intégré, avec un mix technologique complet (solaire, éolien, stockage). Cette présence sur les trois segments, qui va de pair avec la diversification géographique, permet de diminuer l'exposition du Groupe aux aléas climatiques et de stabiliser sa production. Sa stratégie en matière de stockage s'inscrit dans une démarche plus large : les batteries de grande taille permettent de fournir de nombreux services aux réseaux et ainsi d'intégrer de plus en plus d'actifs renouvelables dans la matrice énergétique d'un pays. Par ailleurs, en intégrant dès la conception et la structuration des projets, la possibilité de rajouter des batteries, Neoen améliore l'attractivité globale des projets. Enfin, grâce à son expertise en *energy management*, Neoen intègre et optimise ses différents actifs, pour répondre toujours mieux aux attentes de ses clients (*PPA baseload*...).

A horizon 2030, Neoen ambitionne de s'appuyer sur son expertise en matière de stockage et d'*energy management* comme élément clef de différenciation vis-à-vis de ses concurrents.

Vendre notre énergie via différents canaux

Au-delà des contrats de vente d'électricité auprès des contreparties publiques, notamment gouvernementales, et des distributeurs d'électricité, qui continuent d'offrir des perspectives de revenus solides pour Neoen, le Groupe prévoit de poursuivre la diversification de sa base de clients auprès d'acheteurs privés sous la forme de contrats de ventes d'électricité (*PPA*) de préférence de moyen et long terme. Il existe en effet une très forte demande de la part de ces contreparties privées, pour laquelle le Groupe est idéalement positionné grâce à son portefeuille de projets dédiés, son équipe dédiée *d'Energy Management* et ses offres de contrats de ventes d'électricité sophistiqués qui peuvent s'appuyer sur son activité de stockage.

De plus, tout en continuant à se concentrer sur la sécurisation de revenus stables et à long terme par le biais de contrats de vente d'électricité, Neoen cible de manière stratégique des revenus de marché additionnels en tirant parti des prix favorables du marché, dans les pays où les marchés *spot* sont développés, et ce dans la limite de 20 %¹ de sa capacité installée hors stockage.

Croître principalement de façon organique

La croissance du Groupe est très majoritairement organique, lui permettant de créer de la valeur tout au long du développement des projets, de leurs structurations industrielle et financière jusqu'à leur mise en opération et au-delà.

Le Groupe pourrait toutefois, comme par le passé, réaliser de manière opportuniste des opérations de croissance externe ciblées et créatrices de valeur, notamment des actifs dévalorisés ou offrant un potentiel de *repowering*.

Être l'actionnaire de long terme des actifs que nous avons développés

Le modèle de Neoen est avant tout de garder le contrôle des actifs qu'elle a développés et d'en être l'actionnaire majoritaire, et souvent unique. Cette stratégie *develop-to-own* permet au Groupe d'être garant de la qualité et de la performance de ses actifs et lui offre ainsi un avantage compétitif important lors des appels d'offres privés ou publics. Elle lui permet également de capter la valeur à long terme des centrales tout au long de leur durée de vie et de bénéficier de leur potentiel de *repowering*.

Mettre en œuvre une activité complémentaire de *farm-down*

Depuis 2021, Neoen procède de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets de son portefeuille sécurisé (*farm-down*). Cette activité a vocation à être mise en œuvre dans la limite de 20 % du volume des projets remportés chaque année. Ces opérations de *farm-down* permettent de renforcer la capacité financière du Groupe et donc de contribuer au financement de la construction de nouveaux actifs. Neoen prévoit, dans la mesure du possible, de maintenir une détention minoritaire au sein des projets concernés, d'en assurer la gestion administrative et opérationnelle, et de conserver des droits fonciers afférents, de manière à pouvoir prendre part à la phase de *repowering* ultérieure de ces projets.

Construire une stratégie de *procurement* de long terme

Neoen veille à ne pas dépendre d'un unique fournisseur ou sous-traitant pour ses panneaux solaires, turbines éoliennes et autres composants du système.

Le Groupe travaille avec des fournisseurs qui sont tous de premier plan (« Tier one ») et respectent les normes les plus exigeantes de santé, sécurité, environnement et qualité. Quel que soit le pays dans lequel le projet se situe, Neoen travaille uniquement avec des contractants *EPC* de premier rang qui ne pourront être choisis qu'après un processus rigoureux de pré-sélection.

Se financer principalement au niveau des actifs

Neoen se finance principalement par endettement au niveau des actifs et souscrit majoritairement une dette sans recours, à long terme, à taux fixe autant que possible, et dans les mêmes devises fiables que les revenus des projets, afin de préserver la stabilité de la structure du capital et, à l'avenir, de minimiser les risques connexes.

Le Groupe considère que la mise en œuvre de cette stratégie devrait lui permettre d'envisager, à l'horizon 2030, d'atteindre une capacité totale en exploitation ou en construction d'au moins 20 GW.

¹ Ce seuil exclut les actifs vendant leur production sur les marchés *spots* préalablement à l'entrée en vigueur de leur *PPA* (phase dite d'*early generation*).

1.2 DESCRIPTION DU MARCHÉ DES ENERGIES RENOUVELABLES

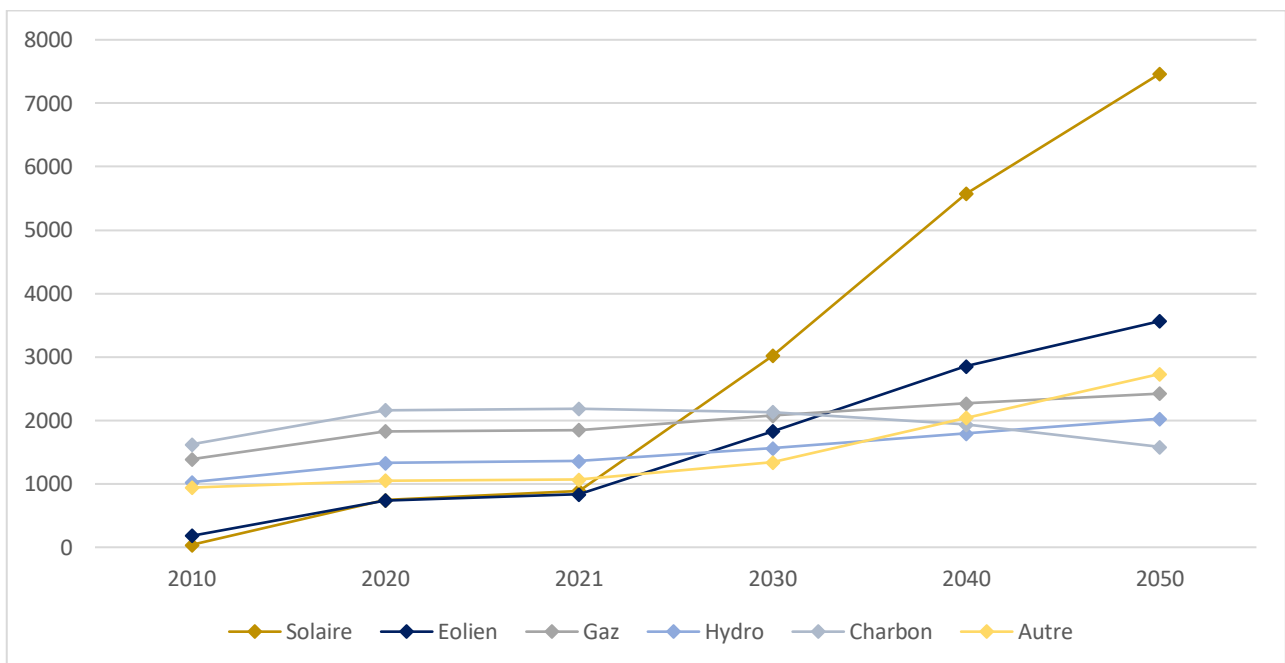
La section 1.2 intitulée « Description du marché des énergies renouvelables » du chapitre 1 du Document d'Enregistrement Universel 2021 est substituée par ce qui suit :

1.2.1 UN MARCHÉ MONDIAL DES ENERGIES RENOUVELABLES EN FORTE CROISSANCE

La croissance des énergies renouvelables est tirée par une augmentation sous-jacente des besoins en énergie toutes sources confondues, couplée à une volonté de plus en plus marquée d'alimenter l'outil de production, et les populations, en énergie verte et à des prix compétitifs.

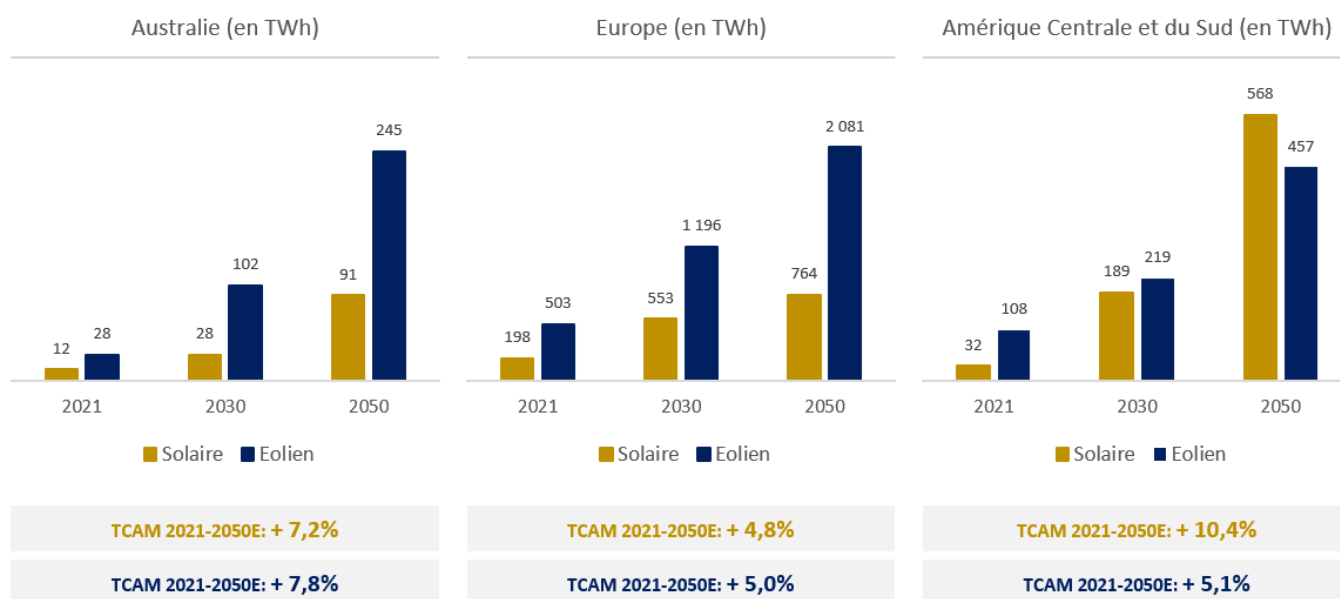
Dans son dernier *World Energy Outlook (2022)*, l'Agence internationale de l'énergie (IEA) estime que les capacités de production d'énergie, toutes sources confondues, devraient passer de 8,2 TW en 2021 à 19,8 TW en 2050, soit plus du double. Parmi ces sources d'énergie, le solaire devrait connaître la plus forte progression, avec un taux de croissance annuel moyen proche de 8 % sur la période, suivi de l'éolien à plus de 5 %. Au sein de ces capacités de production, la part du solaire et de l'éolien devrait passer de 21 % environ en 2021 à 56 % en 2050.

Prévision de la capacité de production d'électricité installée (en GW)



Source : International Energy Agency (2022), *World Energy Outlook 2022*, IEA, Paris

Prévisions d'évolution de la production d'énergie renouvelable par zone géographique



TCAM : Taux de Croissance Annuel Moyen

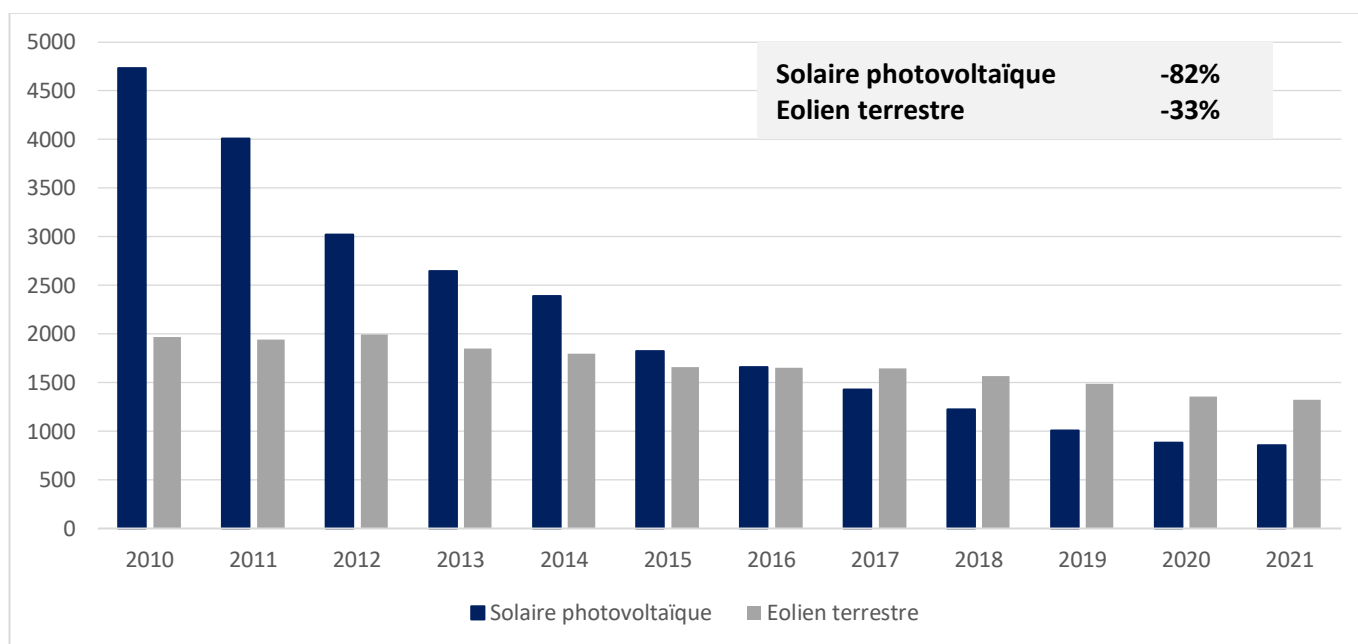
Source : World Energy Outlook 2022, IEA & étude Baringa Australia NEM Reference Case projections.

Le « World Energy Outlook 2022 » de l'IEA et l'étude « Baringa Australia NEM Reference Case projections » estiment par ailleurs que l'Australie, l'Europe et l'Amérique Centrale et du Sud devraient observer une croissance significative de la production d'énergie éolienne et solaire d'ici 2050. Concernant l'éolien, l'Australie devrait bénéficier de la plus forte croissance, à un taux moyen annualisé de + 7,8 %, suivi par l'Amérique Centrale et du Sud avec une croissance estimée de + 5,1 % par an et par l'Europe avec une croissance annuelle moyenne de + 5 %. Concernant le solaire, la production d'énergie en Amérique Centrale et du Sud devrait connaître une augmentation de + 10,4 % par an. L'Australie et l'Europe devraient quant à elles observer une croissance de leur production d'énergie solaire de + 7,2 % et + 4,8 % par an respectivement jusqu'en 2050.

L'augmentation attendue de la part du solaire et de l'éolien dans le mix énergétique résulte de plusieurs dynamiques positives, et notamment :

- l'engagement des Etats contre le réchauffement climatique, comme affiché dans le cadre des accords internationaux tels que l'accord de Paris. Or, l'énergie est un des domaines où la réduction des émissions de CO2 est la plus actionnable aujourd'hui, car les solutions décarbonées comme les énergies renouvelables existent et sont efficaces ;
- la compétitivité du solaire et de l'éolien, qui sont aujourd'hui les solutions de production d'énergie les moins chères dans de nombreuses parties du monde. Au-delà de la volonté politique, le remplacement des moyens de production thermiques vieillissant par des énergies renouvelables est souvent une évidence économique. Cette compétitivité grandissante des énergies renouvelables est matérialisée par une baisse importante de leurs coûts du fait de facteurs technologiques et opérationnels.

Baisse des coûts moyens d'installation depuis 2010 (en USD/kW)



Source : IRENA (2022), *Renewable Power Generation Costs in 2021*, International Renewable Energy Agency

- le soutien des gouvernements dépasse aujourd'hui le cadre des subventions à la production d'électricité et s'inscrit dans la démarche long terme d'une transition énergétique. Certains pays y voient l'opportunité de dynamiser leur économie, d'assurer une production d'électricité pérenne, souveraine et bon marché, et de créer des emplois pour compenser la perte de ceux historiquement présents dans les industries carbonées et déclinantes. Les « plans Hydrogènes » ou le soutien à la voiture électrique en Europe en sont une des matérialisations les plus récentes. Ces nouveaux champs d'utilisation de l'électricité devraient par ailleurs renforcer la demande à moyen terme et favoriser les énergies renouvelables grâce à leur compétitivité ;
- la volonté de verdir le mix énergétique est aussi reprise par le secteur privé, pour des raisons citoyennes, économique ou marketing. On assiste en effet à la multiplication des contrats d'achats auprès des entreprises. Ces dernières se distinguent par des démarches comme le « RE100 »² et mettent en avant leur stratégie d'acquisition d'énergie renouvelable qui leur permet d'être reconnues comme des entreprises « vertes » engagées dans des politiques d'énergie propre. Le recours aux énergies renouvelables leur permet également de réduire leurs coûts et le risque lié à la volatilité des prix concernant leurs besoins en électricité. Neoen s'attend à ce qu'un marché important des contrats de vente d'électricité privés portant sur les énergies renouvelables se développe dans les années à venir, à mesure que la parité réseau s'étend et que ces acheteurs deviennent de plus en plus sophistiqués. De fait, en 2022, le marché des contrats de vente d'électricité avec des acheteurs privés (*corporate PPAs*) a représenté un volume de 36,7 GW, avec plus de 167 entreprises. Cela représente une augmentation de 18 % par rapport à 2021, et de 45 % par rapport à 2020 (Source : BNEF's 1H 2023 Corporate Energy Market Outlook).

1.2.2 L'IMPACT GRANDISSANT DES SOLUTIONS DE STOCKAGE

Traditionnellement, l'inconvénient majeur associé au solaire et à l'éolien était leur intermittence. Ainsi, un réseau comprenant une part importante de renouvelable se voyait exposé à de potentiels problèmes de stabilité et de maintien de l'équilibre entre offre et demande. Pour faire face aux aléas, imparfaitement prévisibles, de la production d'énergies renouvelables, les gestionnaires de réseaux préféraient limiter la quantité de centrales intermittentes connectées.

Les technologies de stockage permettent désormais une pénétration plus importante des énergies renouvelables. Elles présentent le double avantage de pouvoir répondre aux déséquilibres entre l'offre et la demande avec plus de réactivité qu'une centrale thermique, et d'utiliser, après l'avoir stockée, l'énergie produite par les installations solaires et éoliennes quand cette production excède la demande sur le réseau et aurait normalement été « effacée » (*curtailment*).

Les capacités de stockage représentent donc un facteur facilitateur important pour le développement des énergies renouvelables, qui, à leur tour, contribueront à la très forte progression des capacités de stockage dans les années à venir.

² RE100 est une initiative internationale portée par deux ONG, The Climate Group et le CDP. Lancée en 2014 lors de la "Climate Week" à New York, elle vise à réunir des entreprises internationales qui s'engagent à s'approvisionner en électricité 100 % renouvelable.

Prévisions d'évolution mondiale des capacités de stockage

En 2021, 27 GW / 56 GWh de batteries étaient connectés aux réseaux électriques. La capacité mondiale de stockage des batteries devrait être multipliée par 15 entre 2021 et 2030, avec 411 GW / 1 194 GWh de batteries installées dans le monde d'ici 2030 selon le dernier rapport de recherche BloombergNEF (*BNEF, 2022*).

Les Etats-Unis et la Chine devraient représenter plus de la moitié des nouvelles installations de stockage mondiale d'ici 2030. Cependant, l'Europe est en train de rattraper son retard dans ce contexte de crise énergétique. Selon l'étude BNEF, 61 % du stockage d'énergie construit d'ici 2030 sera destiné au transfert d'énergie, par exemple stocker l'énergie solaire ou éolienne pour l'utiliser ultérieurement. Les politiques de soutien en faveur des énergies renouvelables, les engagements climatiques de la part des gouvernements et le besoin croissant pour des ressources flexibles sont les moteurs communs de cette croissance.

Dans ce contexte, le secteur rencontre toutefois quelques difficultés qui pourraient ralentir la tendance à court terme. Les problèmes d'approvisionnement liés à la pandémie, l'inflation, la hausse des coûts de transport et des prix des matières premières ont impacté les coûts d'installation des solutions de stockage au cours de l'année 2022. Cependant, la pénétration croissante des énergies renouvelables fait du stockage d'énergie une ressource flexible et incontournable de nombreux systèmes électriques.

Selon qu'elles soient directement raccordées au réseau ou liées à un projet d'énergies renouvelables, les solutions de stockage seront configurées selon différents *business models* et généreront différents types de revenus. Pour plus de détails, se reporter au paragraphe 1.3.2.3 « Stockage d'énergie ».

1.2.3 STRUCTURE DES MARCHES

1.2.3.1 MODALITES DE VENTE DE L'ELECTRICITE

Les producteurs d'énergies renouvelables peuvent vendre l'électricité produite par leurs installations selon différents types de contrats long terme avec un ou plusieurs acheteurs qui peuvent être des entreprises de distribution d'électricité (*utilities*), publiques ou privées, des administrations publiques ou des acheteurs privés. Ces contrats sont décrits plus en détail aux paragraphes 1.3.4.1 « Clients du Groupe » et 1.3.4.2 « Contrats de vente de l'électricité » du présent Amendement.

Cette typologie peut être résumée comme suit :

- des contrats de vente d'électricité remportés dans le cadre d'appels d'offres, conclus pour une durée de 10, 15, 20 ou 25 ans et portant généralement sur une capacité déterminée d'électricité à un prix donné ;
- des contrats de gré à gré avec des acheteurs sophistiqués, tels que des entreprises énergétiques ou des entreprises privées ayant des besoins énergétiques spécifiques. Ces contrats portent généralement sur une puissance déterminée, à des prix contractuellement définis, livrée directement ou indirectement, à la contrepartie. Ils ont une durée plus courte que les contrats avec des acheteurs publics ou parapublics ou entreprises privées de distribution d'électricité, en général de 10 à 15 ans pour l'éolien et le solaire, et de 7 à 15 ans pour les batteries. Dans certains cas, en nombre limité, ces contrats peuvent être plus courts, sans être inférieurs à une durée de 5 ans.

Dans leur très large majorité, les contrats sont de type *take-or-pay* et ne présentent pas de risque volume puisque l'engagement porte sur un prix au MWh, quel que soit le volume injecté dans le réseau. Dans certains cas, en nombre limité, des contrats peuvent prévoir des engagements de volumes minimum qui doivent être délivrés sur une période donnée. En outre, certains clients sollicitent désormais des contrats de vente d'électricité en continu (*baseload contracts*), dans le cadre desquels sont pris des engagements de fourniture 24h/24 et 7j/7.

Les contrats de vente ne sont, en règle générale, pas indexés sur les prix de l'électricité, du pétrole ou du gaz, mais peuvent être indexés totalement ou partiellement sur l'inflation. Ils peuvent également contenir une protection contre les variations des taux de change dans les pays émergents : par exemple sous forme de paiement direct en devise forte, ou bien sous forme de paiement en devise locale mais avec clause d'ajustement en fonction de l'évolution du taux de change avec une devise forte de référence.

Les producteurs peuvent compléter les revenus qu'ils tirent des contrats ci-dessus par des ventes d'électricité sur les marchés *spot* (paragraphe 1.3.4.1 (iv) « Vente sur le marché de l'électricité (marché *spot*) » du présent Amendement). Ces ventes peuvent aussi être réalisées au moyen de contrats ou de couvertures physiques, ou financières, à court terme et peuvent être utilisées stratégiquement pour exploiter la capacité des installations qui n'est pas destinée à être vendue via des contrats long terme de type contrats de vente d'électricité.

Ces ventes peuvent intervenir :

- entre la mise en service de la centrale et l'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité ;
- à l'issue des contrats de vente d'électricité réglementaires ou privés pour tout ou partie des volumes de production ;
- pour l'excédent des volumes de production qui dépasse le montant maximum contractualisé ou remporté à l'issue d'un appel d'offres.

Ces situations sont de plus en plus fréquentes. Elles sont facilitées par l'arrivée d'acteurs de type agrégateurs ou *route-to-market off-takers*, simplifiant pour les producteurs renouvelables indépendants l'accès et les ventes sur le marché libre. Par ailleurs, la possibilité de pouvoir réaliser ces ventes est de plus en plus prise en compte par les prêteurs dans l'analyse du profil financier d'un projet.

En sus des revenus générés par les ventes d'électricité, les exploitants de centrales de production d'électricité solaire ou éolienne et d'installations de stockage peuvent percevoir des revenus complémentaires au titre de :

- primes de capacité, en présence de marchés de capacité, (en général proportionnelles à la capacité disponible) ;
- la vente de certificats verts proportionnels à la production, selon la réglementation applicable, par exemple les *Large-scale Generation Certificate* en Australie ou les Garanties d'origines (GO) en Europe ;
- une rémunération sous forme de contrat d'engagement de service ou de disponibilité pour certaines centrales de stockage : il s'agit en général d'une rémunération contractualisée pour permettre à un gestionnaire de réseau ou un État de bénéficier des services que fournit la batterie ;
- une rémunération de régulation de fréquence : il s'agit de rémunérer des services de stabilisation vendus aux gestionnaires de réseaux ;
- un revenu lié au report de production : l'électricité produite est stockée pendant les heures creuses puis revendue en période de pointe pendant les périodes de prix élevés.

À noter que les 3 dernières catégories de rémunérations précitées peuvent également être réalisées par des installations de stockage indépendantes (directement connectées au réseau).

1.2.3.2 TENDANCES AFFECTANT LA STRUCTURE DES MARCHES

Évolution vers une combinaison de plusieurs business models pour un même actif. Les actifs intègrent des modes de rémunération de plus en plus complexes. Il peut y avoir plusieurs contrats de vente d'électricité, avec des acheteurs différents, conclus à des conditions et pour des durées différentes. Une partie de l'électricité peut ainsi être vendue à des acteurs privés. Par ailleurs, les ventes sur les marchés *spot*, ou les couvertures court terme, même si elles restent opportunistes, peuvent permettre de bénéficier d'un gain additionnel par rapport aux tarifs de rachat contractualisés à l'issue de l'appel d'offres. C'est particulièrement le cas dans les géographies clés du Groupe que sont l'Australie, la France ou la Finlande, car les énergies renouvelables sont à parité réseau et donc les tarifs des contrats d'achat long terme sont généralement moins élevés que le marché *spot*. Elles peuvent aussi améliorer le profil financier du projet en intervenant entre la mise en service de la centrale et l'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité. En outre, l'intégration avec des installations de stockage permet de percevoir des rémunérations au titre des réserves de capacité et de la régulation de fréquence, et renforce les opportunités d'effectuer des ventes sur les marchés *spot* via le report de production.

Développement de l'activité de stockage. Les progrès technologiques et la baisse des coûts de production des équipements de stockage d'électricité permettent le développement des installations de stockage, pour répondre aux déséquilibres liés à l'intermittence des énergies renouvelables. Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux devraient de plus en plus faire appel aux batteries pour fournir des services d'équilibrage et de lissage de la production.

Développement de projets multi-technologies. En plus des batteries installées indépendamment de tout autre actif, de plus en plus de projets éoliens ou solaires sont couplés à une solution de stockage, permettant de contrer les impacts négatifs liés à l'intermittence des énergies renouvelables. Dans ce contexte, un acteur comme Neoen, qui maîtrise plusieurs technologies, est naturellement avantagé par rapport à un producteur spécialisé sur une seule de ces sources d'énergie.

Amélioration de la compétitivité des projets. Les énergies renouvelables sont de plus en plus compétitives, avec un nombre de pays à parité réseau qui ne cesse d'augmenter. Cette compétitivité découle de la baisse à long terme des coûts de capex, alliée à deux autres dynamiques positives pour la compétitivité des projets : d'une part une tendance à aller vers des projets de plus grande ampleur, générant des effets d'échelle, et d'autre part la pénétration du solaire résidentiel dans de nombreux pays, avec une consommation au plus près de la production. Les événements de l'année 2022 (augmentation des coûts post covid et des prix de l'électricité dans un contexte de crise énergétique en Europe) n'ont pas fondamentalement modifié ce mouvement de fond même si le prix unitaire de l'électricité renouvelable a pu augmenter.

1.2.4 ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL

Le marché des énergies renouvelables reste encore très ouvert et très fragmenté, composé dans de nombreux pays d'acteurs de toutes tailles. Des barrières à l'entrée grandissantes et le souhait des acteurs historiques de l'électricité, mais aussi plus largement du secteur de l'énergie, de faire évoluer rapidement leur mix énergétique, devraient contribuer à une dynamique de concentration. À cela vient s'ajouter l'intérêt croissant des investisseurs pour la détention de portefeuilles d'actifs renouvelables.

Ainsi, des distributeurs et fournisseurs d'électricité (*utilities*) historiques nationaux, déjà leaders régionaux ou mondiaux de l'électricité et sortis depuis longtemps de leur marché domestique, ont développé un savoir-faire dans les énergies renouvelables et disposent de filiales dédiées avec des implantations internationales (EDP Renováveis, EDF Renouvelables, Enel). À ceux-ci s'ajoutent des acteurs internationaux spécialisés dans le domaine des renouvelables, comme Neoen ou encore Scatec, Voltalia ou OX2 et des acteurs de petite taille opérant localement, dont la proportion tend à se réduire. Par ailleurs, une nouvelle catégorie de pure *player* solaires prend de l'essor comme Solaria. Enfin, des entreprises énergétiques de premier plan, telles que Engie ou Total energies, ont renforcé leurs positions sur le marché des énergies renouvelables par des acquisitions récentes de développeurs et producteurs indépendants d'électricité solaire ou éolienne. D'autres concurrents ont aussi cherché à augmenter leurs parts de marché à travers des opérations de fusions et rapprochements d'entreprises qui ont donné naissance à des acteurs plus importants, possédant des ressources financières significatives comme Squadron Energy en Australie.

Neoen est un des principaux producteurs indépendants d'énergie exclusivement renouvelable dans les pays dans lesquels le Groupe est implanté ou à l'intention de le devenir dans les prochaines années. Neoen est ainsi le premier producteur indépendant français d'énergies exclusivement renouvelables. Il est également le premier producteur indépendant d'énergies exclusivement renouvelables en Australie.

La concurrence pour l'octroi des projets reste forte. Mais si les autorités en charge des appels d'offres poussent les acteurs à faire porter la concurrence sur le tarif, elles tiennent également de plus en plus compte de l'expérience et de l'historique de l'opérateur, notamment en matière de capacité à avoir déjà su mener à bien dans les délais et dans les coûts prévus, des projets importants. La capacité à préqualifier les projets (obtention des terrains, études environnementales, études techniques, obtention des permis de construire), c'est-à-dire à soumettre une réponse à un appel d'offres avec le moins d'incertitudes possibles quant à sa réalisation technique et juridique, est aussi clé, ce qui est bénéfique à Neoen. Enfin, l'accès au financement à des conditions acceptables et la solidité financière témoignent de la capacité à faire face aux aléas de la construction et de l'opération, et constituent, avec les éléments ci-dessus des barrières à l'entrée grandissantes.

Principaux acteurs sur les marchés nationaux

Pays	Marché	Acteurs	Capacité des installations en opération (en MW)
Argentine	Energie éolienne et solaire 2022	Genneia S.A.	866
		Central Puerto	374
		Petroquímica Comodoro Rivadavia	325
		Pampa Energia	321
		JEMSE	300
		Neoen	208
Australie	Energie éolienne et solaire 2022	Tilt / PowAR	1 311
		Neoen	979
		Igneo	927
		Palisade	805
		Iberdrola	677
Canada, Alberta	Energie éolienne et solaire 2022	Transalta	636
		Capital Power	619
		Copenhagen Infrastructure Partners	465
		EDF EN	300
		EDP	300
		Enmax	253
		Potentia	242
Finlande	Energie éolienne 2022	Taaleri Energia	681
		Neoen	515
		EPV Tuulivoima	511
		Exilion	454
		Gigawatti	284
France	Energie éolienne et solaire 2022	Engie	4 094 ¹
		EDF Renouvelables	2 609
		Total Energies	1 405
		Boralex	1 121
		Neoen	1 046
Mexique	Energie éolienne et solaire 2022	Enel	2 936
		Acciona Energia	1 480
		Iberdrola	1 163
		IEnova (Sempra)	1 031 ²
		Engie	1 000
		Zuma Energia	818
		EDF	781,5
		X-Elio	536
		Gemex	271
		Atlas	129,5
Portugal	Energie éolienne et solaire 2022	EDP Renewables	1 168
		Finerge	1 474
		Ventient	708
		Trustenergy	489
		Generg	454
		Neoen	255
Salvador	Energie éolienne, solaire et activité de stockage 2022	BOSFORO (AES partnership)	140
		Real Infrastructure	74
		Ventus	50
		Grupo Borja	24
		MPC	21
		AES	8

(1) Données au premier semestre 2022.

(2) Dont 263 MW sont installés au Mexique pour exporter l'énergie aux États-Unis.

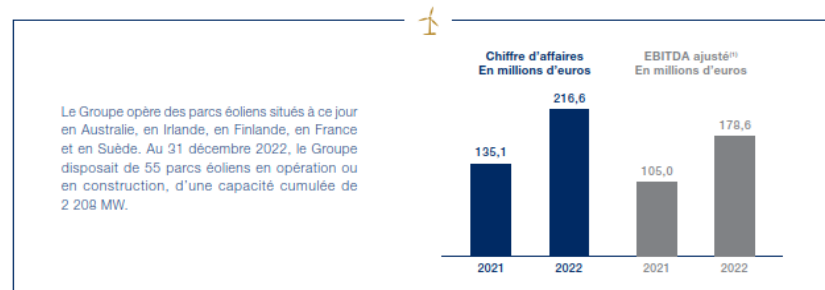
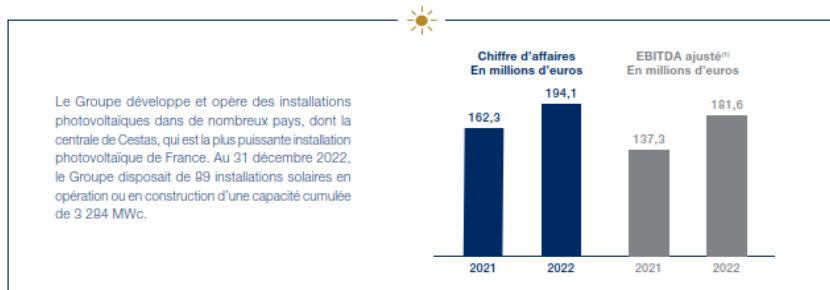
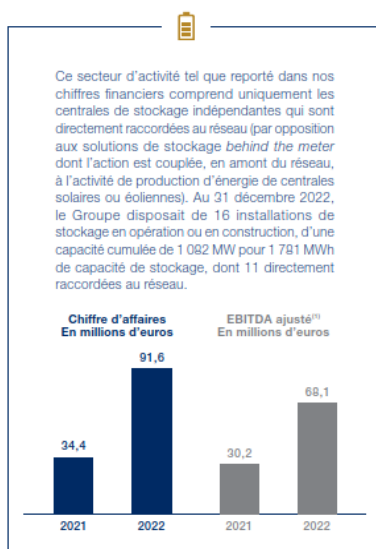
Source : Rapports annuels et communiqués de presse des entreprises concernées.

1.3 DESCRIPTION DES ACTIVITES DU GROUPE

La section 1.3 intitulée « Description des activités du Groupe » du chapitre 1 du Document d'Enregistrement Universel 2021 est substituée par ce suit :

1.3.1 ACTIVITES ET CHIFFRES CLES

L'activité du Groupe se concentre sur la production d'énergie solaire et éolienne, ainsi que sur le développement de solution de stockage d'énergie. Depuis 2021, Neoen procède de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets de son portefeuille sécurisé (*farm-down*). Cette activité a vocation à être mise en œuvre dans la limite de 20 % du volume des projets remportés chaque année. Au 31 décembre 2022, le Groupe comptait 361 collaborateurs. L'activité se déploie dans 16 pays et sur 4 continents.



(1) La notion d'EBITDA ajusté est définie au paragraphe 2.1.1 du présent Amendement.

1.3.2 SECTEURS OPERATIONNELS

1.3.2.1 INFORMATIONS FINANCIERES ET OPERATIONNELLES CLES

Le tableau ci-dessous présente les informations financières et opérationnelles clés pour les segments solaire, éolien et stockage du Groupe par zone géographique au 31 décembre 2022 :

Activité	Zone géographique	Nombre d'installations en opération au 31.12.2022	Capacité des installations en opération (en MW)	Disponibilité moyenne des installations en opération en 2022	Production des installations en opération en 2022 (en GWh)	Nombre d'installations en construction au 31.12.2022	Capacité des installations en construction (en MW)
Solaire	Europe-Afrique	47	706	99,3%	618	27	691
	Australie	6	458	97,1%	817	1	460
	Amériques	7	875	78,0%	1 560	1	93
Eolien	Europe-Afrique	41	957	97,8%	1 458	6	162
	Australie	4	521	96,8%	1 504	4	569
	Amériques	-	-	N/A	N/A	-	-
Stockage	Europe-Afrique	3	44	N/A	N/A	2	48
	Australie	4	476	N/A	N/A	4	500
	Amériques	3	14	N/A	N/A	-	-
TOTAL		115	4 051	91,5 %	5 957	45	2 523

1.3.2.2 PLANIFICATION ET DEVELOPPEMENT DES PROJETS SOLAIRES ET EOLIENS

(i) Identification des opportunités

Dès le début du processus de développement d'un projet, une équipe de prospection est constituée sur le marché cible et prend en charge la recherche de sites, via des collaborateurs ou des partenaires. Lorsqu'un site à fort potentiel est identifié, l'équipe de prospection mandate des experts reconnus qui réalisent les études préliminaires, par exemple d'interconnexion, et effectuent les démarches préparatoires en vue de l'obtention des permis et autorisations.

Au fur et à mesure qu'elle progresse et obtient les résultats des études et des enquêtes préliminaires, l'équipe en informe la direction. Ainsi, dès les premières phases de développement, la direction est en mesure d'apprécier si le profil risque-rendement du projet justifie des investissements supplémentaires.

La possibilité d'obtenir des informations détaillées sur les sites des projets auprès des équipes et des partenaires locaux tôt dans le processus confère au Groupe l'avantage de mieux anticiper d'éventuels obstacles et de surmonter les difficultés qui pourraient survenir en lien avec l'exécution et la qualité des projets, plus particulièrement lorsque le délai entre l'annonce de procédures d'appels d'offres et les échéances de soumission est limité. De plus, le Groupe est capable d'effectuer ces démarches préliminaires à un coût initial relativement faible, avec des équipes resserrées et efficaces, minimisant ainsi son exposition financière au risque d'abandon du projet.

Parmi les dépenses relatives à ces investissements initiaux figurent les frais liés aux déplacements, aux ressources humaines, aux études techniques et d'interconnexion préalables, aux études d'impact environnemental, aux permis de construire et autorisations d'exploitation. Ces dépenses de développement sont supportées par le Groupe et activées au moment où un projet rentre dans le portefeuille de développement du Groupe. Elles peuvent être dépréciées ou mises au rebut si un projet est reporté ou abandonné.

Une fois que le Groupe s'est assuré de la possibilité de conclure un contrat de vente d'électricité ou de vendre son électricité sur les marchés, le projet passe en phase d'exécution durant laquelle des ressources plus importantes sont mobilisées, notamment la structuration financière et industrielle du projet.

(ii) Participation aux procédures d'appel d'offres ou recherche de *PPAs* privés

Les procédures d'appel d'offres auxquelles le Groupe participe sont structurées de façon différente selon les pays ou les types d'énergie concernés. Le Groupe cible généralement des procédures d'appel d'offres à l'issue desquelles il se voit offrir la possibilité de conclure des contrats de vente d'électricité avec de solides contreparties. Ces contrats de vente d'électricité assurent au Groupe une source de revenus relativement stable à long terme et transforment le risque de marché en un risque limité de contrepartie. En outre, ces éléments facilitent l'obtention de financements à des conditions favorables, ce qui permet au Groupe d'améliorer la compétitivité de ses offres.

Les procédures d'appel d'offres auxquelles le Groupe participe sont lancées soit par des entités publiques soit par des acheteurs privés. Les entités publiques comprennent les gouvernements qui organisent ou soutiennent de telles procédures et les entreprises contrôlées par l'État, telles que les distributeurs nationaux ou régionaux d'électricité. Les contrats de vente d'électricité conclus dans ce cadre sont généralement long terme, sur 10, 15, 20 ou 25 ans. Ils sont généralement accordés sur la base de considérations de prix avec un levier faible, voire inexistant, de négociations. Pour les acheteurs privés et les entreprises de distribution (*utilities*), ces contrats de vente d'électricité peuvent avoir une durée plus courte, allant de 10 à 15 ans, mais offrent des leviers de négociation plus importants.

Le Groupe répond de plus en plus fréquemment aux appels d'offres émanant d'acheteurs privés, et considère ceux-ci comme une opportunité prometteuse pour l'avenir. Pour de plus amples détails relativement aux différents types de contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe, se reporter au paragraphe 1.3.4.2 « Contrats de vente de l'électricité » du présent Amendement.

Dans certains cas, en nombre très limité, le Groupe peut être amené à décider d'initier la réalisation d'une centrale éolienne ou photovoltaïque ou encore d'une installation de stockage sans contrat de vente préalable, dès lors que les perspectives de ventes sur les marchés *spot* offertes par les marchés locaux concernés sont suffisamment importantes, et ce dans le respect d'une limite de 20 % de sa capacité en opération totale hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux.

(iii) Développement des projets

Les caractéristiques particulières de la phase de développement des projets varient sensiblement d'un projet à un autre selon le type d'énergie produite et le pays ou la région dans lequel le projet doit être développé.

En général, le Groupe structure entièrement ses projets (en s'appuyant sur les phases initiales de développement) aussitôt qu'une procédure d'appel d'offres est remportée. Ce processus de structuration de projet implique plusieurs aspects, notamment :

- l'obtention des permis et la délivrance des autorisations aux niveaux local et étatique (bien que dans certaines juridictions, comme le régime actuellement en vigueur en France, le permis de construire doit être obtenu préalablement à toute candidature à la procédure d'appel d'offres) ;
- la réalisation d'études de connexion pour comprendre les conditions de connexion au réseau, ainsi que les coûts associés ;
- la sélection de prestataires hautement qualifiés pour les services d'ingénierie, les services de conception, fourniture et installation (services *EPC*) et les services d'opération et maintenance (services *O&M*), par la négociation de contrats complets ;
- la recherche de financements de projets, très majoritairement long terme et sans recours, et l'organisation du package de sûretés et de garanties ;
- la couverture, en cas de nécessité, de l'exposition du Groupe au risque de taux, sur ses financements, et de change (par exemple, dans certains cas très rares, entre les devises dans lesquelles le Groupe paie ses dépenses de construction et celles utilisées pour le financement du projet) pour la période comprise entre la signature du financement du projet et le *closing* financier.

Le temps nécessaire à la structuration d'un projet (plus particulièrement entre le premier contact avec les prêteurs et le *closing* financier) dépend du marché dans lequel il a vocation à être construit. Pour un marché mature tel que l'Australie ou l'Europe, les délais sont plus courts que pour les marchés moins matures, tels que certains pays d'Amérique latine, en particulier lorsque le financement est assuré ou arrangé par des banques de développement. Le Groupe cherche constamment à réduire le délai de mise sur le marché d'un projet et estime à cet égard que tout le travail de développement fourni en amont est bénéfique par la suite. Par ailleurs, son réseau solide de partenaires et sa capacité à tirer profit de ses expériences passées réussies dans des procédures précédentes sont un facteur d'accélération de la structuration des projets. En outre, pour les pays présentant des marchés *spot* matures ou dans le cadre de contrats de vente d'électricité, lorsque le Groupe peut structurer ses offres afin de bénéficier de revenus *spot* avantageux avant l'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité, un délai réduit de mise sur le marché d'un projet permet d'augmenter les revenus initiaux de ce projet. Le Groupe est ainsi en mesure de créer une valeur significative à partir de ses processus de structuration accélérée.

La gestion de projet est assurée par l'équipe de développement du Groupe qui est gérée par un chef de projet développement, lequel informe régulièrement la direction de l'avancement du processus. Ce chef de projet supervise la structuration du projet et coordonne différentes équipes telles que l'équipe achats, les spécialistes techniques, juridiques et en financement. Il travaille également en étroite collaboration avec des avocats, des ingénieurs, des fiscalistes, des conseillers financiers et autres.

D'un point de vue opérationnel, les équipes de développement de projet assurent la passation aux équipes de construction qui, à leur tour, transmettent le projet aux équipes en charge de l'opération. Sur le plan administratif, l'équipe de financement confie la gestion de la dette à une équipe de contrôle financier, en règle générale une fois le premier tirage de dette effectué.

(iv) Approvisionnement et construction

Dans les pays non-OCDE, la construction commence généralement après le *closing* financier. Dans les pays OCDE, la construction peut débuter avant le *closing* financier mais seulement après la sécurisation de l'obtention des permis matériels nécessaires et l'attribution d'une procédure d'appel d'offres ou la signature d'un *power purchase agreement (PPA)*. Dans certains cas, en nombre très limité, le Groupe peut néanmoins décider d'initier la construction sans contrat de vente préalable. La construction du projet est prise en charge par un chef de projet construction qui prend la relève du chef de projet développement.

Le chef de projet construction est responsable de tous les aspects techniques et de construction du projet, et ce à partir du moment où l'instruction de procéder à la construction (*notice to proceed*) est notifiée au prestataire *EPC*, jusqu'au transfert de l'actif au gestionnaire d'actif, ainsi que de la gestion des relations avec les parties prenantes du projet.

Dans le cadre de ses missions et selon ses besoins, le chef de projet construction est soutenu par les équipes juridiques, financières et de développement du Groupe.

(v) Farm-Down de projets

Depuis 2021, Neoen procède, de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets de son portefeuille sécurisé (*farm-down*), dans la limite de 20 % du volume des projets remportés chaque année. Ces opérations de *farm-down* permettent de renforcer la capacité financière du Groupe et donc de contribuer au financement de la construction de nouveaux actifs. Neoen prévoit, dans la mesure du possible, de maintenir une détention minoritaire au sein des projets concernés, d'en assurer la gestion administrative et opérationnelle, et de conserver des droits fonciers afférents, de manière à pouvoir prendre part à la phase de *repowering* ultérieure de ces projets.

Après avoir cédé quatre centrales solaires en opération et deux parcs éoliens en construction en France en 2021, Neoen a cédé 95 % de ses parts dans le parc éolien en opération de Saint-Sauvant en France en 2022. Le Groupe a également annoncé en 2022 son intention de céder 100 % de la centrale solaire de Cabrela au Portugal, opération qui a été formellement conclue le 22 février 2023.

(vi) Opération des actifs de production

En ligne avec sa stratégie majoritairement *develop-to-own*, le Groupe accorde une grande importance au bon fonctionnement et à la préservation de ses actifs de production sur le long terme. Le Groupe sous-traite la maintenance de chaque actif dans le cadre de contrats O&M complets et protecteurs à long terme, et négocie les garanties contractuelles du prestataire O&M en ce qui concerne la disponibilité de l'installation et les paiements compensatoires dans l'éventualité où la disponibilité serait inférieure aux minimums spécifiés, ainsi que d'autres garanties de performance. En règle générale, les contrats O&M du Groupe ont une durée minimale de 10 ans et comprennent des options d'extension dans des conditions pré-agrées activables à la main du Groupe. Au titre de ces contrats, les prestataires O&M solaires sont généralement les mêmes que ceux qui se sont occupés de la construction de l'actif ; dans l'éolien, les turbiniers assurent la maintenance de leurs turbines.

Classification des projets

Le Groupe suit l'avancement de ses projets selon une nomenclature définie, à mesure qu'ils évoluent depuis leur planification initiale jusqu'à leur date de début des opérations de commercialisation (*commercial operation date* ou COD). Les différentes étapes des projets, dans toutes les zones géographiques, aussi bien pour le solaire l'éolien et le stockage, sont les suivantes :

Projets en phase <i>early stage</i>	Un projet (i) situé sur un terrain pour lequel le propriétaire a confirmé son intention de contracter avec le Groupe, (ii) situé à proximité d'un point de raccordement au réseau électrique, (iii) pour lequel des études techniques ont été initiées mais non finalisées.
Projets en phase <i>advanced development</i>	Projets pour lesquels les éléments suivants ont été réalisés : <ul style="list-style-type: none"> • immobilier : signature d'un contrat validant l'utilisation du terrain ; • accès au réseau : raccordement préliminaire au réseau confirmé ; • technique : études de préconceptions achevées.
Projets en phase <i>tender-ready</i>	Projets pour lesquels les éléments suivants ont été réalisés : <ul style="list-style-type: none"> • un permis de construire a été obtenu et toutes les conditions préalables à la signature d'un contrat de vente d'électricité sont remplies, dans un pays qui : <ul style="list-style-type: none"> - dispose d'un programme de développement des énergies renouvelables par le biais de procédures d'appel d'offres récurrentes ; ou - présente un marché liquide de contrats de vente d'électricité auprès d'entreprises privées. • un tarif d'achat obligatoire est disponible et une demande de permis de construire a été soumise. <p>Sur la base de ces critères, un projet qui atteint la phase <i>tender-ready</i> ne sera pas reclassé à un stade moins avancé tant que :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la dynamique de marché des énergies renouvelables du pays concerné reste inchangée ; et • les exigences pour l'obtention d'un contrat de vente d'électricité demeurent les mêmes. <p>Les projets en phase <i>advanced development</i> et les projets en phase <i>tender-ready</i> forment l'<i>advanced pipeline</i>. Les projets en phase <i>advanced development</i> qui remportent des procédures d'appel d'offres sont considérés comme des projets en phase <i>awarded</i> et ce, sans avoir été préalablement classifiés en tant que projets en phase <i>tender-ready</i>.</p>
Projets en phase <i>awarded</i>	A : Une première demande d'autorisation (environnementale pour l'éolien ou de permis de construire pour le photovoltaïque) pour le projet a été acceptée et n'est plus susceptible d'appel, et il existe une garantie de conclusion d'un contrat de vente pour l'électricité produite une fois le projet construit ; ou encore B : le projet a remporté une procédure d'appel d'offres ou a signé un contrat long-terme de vente d'électricité. À ce stade, certaines autorisations additionnelles peuvent être requises pour autant que le Groupe les juge secondaires par rapport à l'autorisation obtenue. En fonction de ce qui pourrait être réalisé durant la phase initiale de développement, l'acquisition de droits fonciers et la réalisation d'études supplémentaires peuvent également être en cours. Les discussions avec le prestataire <i>EPC</i> , ainsi que les négociations relatives au financement du projet, sont généralement avancées à ce stade.
Projets en phase "en construction"	Pour ces projets, l'instruction de procéder à la construction (<i>notice to proceed</i>) a été notifiée au prestataire <i>EPC</i> . L'actif restera dans cette catégorie jusqu'à son passage en opération conformément aux exigences précisées ci-dessous.
Projets en phase "en opération"	L'ensemble des équipements d'une centrale photovoltaïque ou éolienne ou d'une installation de stockage est installé et mis en service, ainsi que son raccordement et l'installation est autorisée à opérer à pleine puissance. Les tests de performance et/ou la production de la documentation prévue au contrat <i>EPC</i> peuvent être encore en cours jusqu'à la date de réception provisoire. Les projets en phase <i>awarded</i> , les projets en construction et les projets en opération forment le <i>secured portfolio</i> .

Enfin il est possible pour un projet de passer directement de *tender-ready* à « en construction » dans le cas où l'électricité est vendue sur le marché de gros.

1.3.2.3 STOCKAGE D'ENERGIE

Le stockage d'énergie occupe une place importante au sein du Groupe pour accompagner l'essor de ses activités solaire et éolienne. Il s'agit à la fois d'un complément aux installations photovoltaïques et éoliennes existantes permettant de faciliter leur intégration dans les réseaux électriques, ainsi que d'un moyen de fournir des services à part entière, source de revenus indépendants.

Le Groupe estime qu'à l'avenir, le stockage d'énergie se développera pour devenir un élément essentiel des réseaux électriques, complémentaire aux installations de production d'énergies renouvelables. Certains réseaux comme l'Australie Méridionale, imposent aux candidats de s'engager à mettre en place une installation de stockage d'énergie. Le Groupe estime que ce type de contraintes va se développer.

À la date du présent Amendement, le Groupe opère quatre installations indépendantes de stockage d'énergie (directement raccordées au réseau) : Hornsdale Power Reserve et la « Victorian Big Battery », mise en service en décembre 2021 et qui est l'une des plus grandes batteries au monde, en Australie, Azur Stockage en France et Yllikkäla Power Reserve, qui est la première batterie indépendante et de grande capacité à être raccordée au réseau finlandais. A cela s'ajoute une solution de stockage couplée à l'installation solaire hors-réseau de DeGrussa³, celle couplée à la centrale Eolienne de Bulgana en Australie, ainsi que celle de Capella, Providencia et Albireo au Salvador.

En outre, Neoen a lancé la construction de la Capital Battery (100 MW / 200 MWh), de Blyth Battery (200 MW / 400 MWh) et de Western Downs Battery (200 MW / 400 MWh) en Australie, ainsi que de Storen Power Reserve (40 MW / 40 MWh), sa première batterie en Suède. En France, une batterie de stockage d'une capacité de 8 MW / 8 MWh est également en cours de construction.

(i) Régulation de la fréquence

Les réseaux d'électricité transportent l'énergie des producteurs aux consommateurs finaux par l'intermédiaire d'un courant alternatif oscillant à une fréquence spécifique (par exemple, 50 Hz en Europe). Les écarts entre la production et la consommation d'électricité font varier cette fréquence (en Hz) du réseau électrique :

- à la baisse (inférieur à 50 Hz) lorsque la consommation est plus importante que la production ;
- à la hausse (supérieur à 50 Hz) lorsque la production est plus importante que la consommation.

Des variations de fréquence brusques et incontrôlées sont susceptibles de perturber le bon fonctionnement du réseau, de créer des pannes massives (*black-out*), des coupures de courant ou d'endommager les équipements raccordés au réseau.

Tous les réseaux électriques dans le monde ont besoin, en permanence, d'une forme de régulation de leur fréquence, pour éviter des variations incontrôlées et assurer leur stabilité. Cela concerne donc tous les pays dans lesquels le Groupe est présent.

Les batteries raccordées directement aux réseaux et équipées de logiciels adéquats permettent de fournir ce service de régulation de fréquence à la hausse ou à la baisse. Les batteries peuvent absorber l'électricité excédentaire lorsque la fréquence est trop élevée ou injecter de l'électricité lorsque la fréquence est trop basse. Ce service, désigné en Australie sous la terminologie de *frequency control ancillary services (FCAS)* se décline sous deux formes :

- réserve primaire (*FCAS Regulation*). Le gestionnaire du réseau indique en permanence (par exemple, toutes les quatre secondes) aux fournisseurs de réserve (FCAS providers), les augmentations ou diminutions requises dans la production d'électricité afin d'atteindre ou de maintenir une fréquence adéquate ;
- réserve de sécurité (*FCAS Contingency*). En cas de variation soudaine et significative de la fréquence, le fournisseur de réserve (FCAS provider) réagit automatiquement au changement de fréquence en injectant de l'électricité dans le réseau ou en absorbant l'électricité afin de corriger le déséquilibre. Le service de *FCAS Contingency*, est une forme particulière de réserve primaire, c'est-à-dire que la batterie adapte sa production directement en fonction de la fréquence du réseau qu'elle repère et non sur l'ordre d'un signal extérieur.

Les batteries étant très réactives (production modulable en quelques millisecondes), elles sont particulièrement performantes pour réaliser de façon automatique ce service de régulation de fréquence et souvent plus compétitives que les centrales thermiques qui étaient historiquement les principaux fournisseurs de ce service.

À titre d'exemple, Hornsdale Power Reserve en Australie assure cette régulation sur le réseau de l'Etat de South Australia en contrepartie d'une rémunération proportionnelle à la capacité mise à disposition. Le service rendu par la centrale d'Azur Stockage en France ou par celle d'Yllikkäla Power Reserve en Finlande est similaire.

³ N'étant pas connectée au réseau électrique, il était initialement prévu que la durée de vie de l'installation solaire de DeGrussa suive celle de la mine qu'elle alimente. Cette dernière devant s'arrêter au cours de l'exercice 2023, soit un an de plus qu'initialement prévu, Neoen démontera la centrale en conséquence.

(ii) Inertie

L'inertie est un service de stabilisation qui s'oppose aux mouvements brusques pouvant intervenir sur un réseau électrique. La sécurité des réseaux électriques requiert un niveau d'inertie minimum en permanence. Cette inertie est historiquement fournie par les machines tournantes des générateurs d'électricité thermique, hydraulique ou nucléaire et ne peut pas être fournie par les centrales renouvelables.

Au fur et à mesure que ces générateurs sont remplacés par des centrales renouvelables, les gestionnaires de réseau doivent trouver de nouvelles sources d'inertie. La très grande réactivité des batteries leur permet de fournir l'équivalent d'une inertie synthétique aux réseaux.

Le Groupe a ainsi testé et déployé avec succès le Virtual Machine Mode de Tesla (VMM) sur son site de Hornsdale Power Reserve (HPR), la deuxième plus grande batterie lithium-ion d'Australie d'une puissance de 150 MW / 193,5 MWh. HPR ayant obtenu l'autorisation de l'AEMO, ses onduleurs de type *grid-forming* (capables de générer leur propre consigne de tension et de fréquence) ont commencé à fournir des services d'inertie au réseau d'Australie-Méridionale.

(iii) Réserve de capacité

Un autre service que peuvent fournir les batteries est la réserve de capacité, qui consiste à être capable de ponctuellement fournir une puissance (en MW) au réseau électrique aux heures les plus critiques de l'année. Ce mécanisme est généralement organisé par le gestionnaire de réseau, qui s'assure ainsi d'avoir suffisamment de puissance en réserve en cas d'aléa majeur sur le réseau électrique, comme l'arrêt impromptu d'une centrale de production ou la rupture d'une ligne électrique à haute tension, ou de pointe extrême de consommation et qui n'appellera cette capacité que lorsqu'il en aura besoin.

Le mode de rémunération de cette capacité dépend de chaque gestionnaire de réseau, mais prend généralement la forme d'un paiement (annuel ou mensuel) proportionnel aux MW ainsi réservés par le gestionnaire de réseau. Les appels d'offres de capacités varient d'un pays à l'autre. Par exemple, en France les appels d'offres sont initiés sur une base pluriannuelle.

(iv) Déplacement d'énergie (*Load shifting*) ou arbitrage

Le stockage d'énergie permet également de réaliser une fonction de déplacement d'énergie (*load shifting*), afin de répartir plus uniformément la production d'électricité par les installations photovoltaïques et éoliennes et d'avoir une meilleure adéquation entre les périodes de forte production renouvelable et les périodes de forte consommation en électricité.

Notamment la pointe de consommation d'électricité journalière se situe généralement en soirée, après la tombée de la nuit, période où les centrales photovoltaïques ne produisent pas. L'électricité doit dans ce cas être fournie par des moyens de production de pointe, dont la mobilisation est coûteuse.

Les batteries peuvent remplacer cette production de pointe en stockant automatiquement l'excès d'électricité au cours de la journée, par exemple lorsque la production photovoltaïque est abondante et en se déchargeant ensuite lorsque la demande est la plus forte. Ainsi, la batterie se charge en périodes de prix bas (surabondance d'énergie sur le marché) et se décharge en périodes de prix élevés (manque d'énergie sur le marché) ; cette activité d'arbitrage constitue une source de revenus complémentaire pour les batteries.

Cette opération peut être répétée régulièrement, dès que les prix atteignent une volatilité suffisante.

Cette activité d'arbitrage est amenée à se développer fortement dans les prochaines années, au fur et à mesure que les énergies renouvelables vont se développer. Pour ces raisons, le Groupe estime que la technique du *load shifting* présente un potentiel de croissance important pour le secteur du stockage d'énergie.

(v) Politique de développement des installations de stockage d'énergie

Il existe des synergies importantes entre les projets de stockage d'énergie et les activités solaires et éoliennes du Groupe : notamment s'agissant des activités de développement communes (gestionnaires de réseau, administrations).

Même si le développement des solutions de stockage d'énergie du Groupe est plus récent que ses activités initiales en photovoltaïque et éolien, le Groupe consacre d'importantes ressources en faveur du déploiement de cette technologie. Le Groupe a acquis une expertise particulière grâce à une équipe de spécialistes et de responsables de développement collaborant avec les chefs de projet de stockage d'énergie. Cette équipe a noué des liens avec des fournisseurs et des intégrateurs, sans notion d'exclusivité cependant, conservant une indépendance opérationnelle et industrielle. Par ailleurs, le Groupe et ses partenaires s'approvisionnent chez des fournisseurs de batterie de premier rang, qui apportent une garantie durable sur les performances des batteries dont, par exemple, la capacité de stockage minimale de l'installation. De plus, le Groupe développe une expertise de gestion de l'énergie (*Energy management*) pour optimiser l'opération de ses actifs de stockage dans les multiples marchés où il opère.

Avec l'évolution du marché du stockage d'énergie, le Groupe estime que la réussite de son *business model* en matière de développement et d'opération d'installations photovoltaïques et éoliennes peut être transposé dans le cadre d'appels d'offres pour des installations de stockage d'énergie. Le Groupe développe donc un portefeuille de projets de stockage dans plusieurs de ses implantations géographiques.

1.3.3 MARCHES GEOGRAPHIQUES

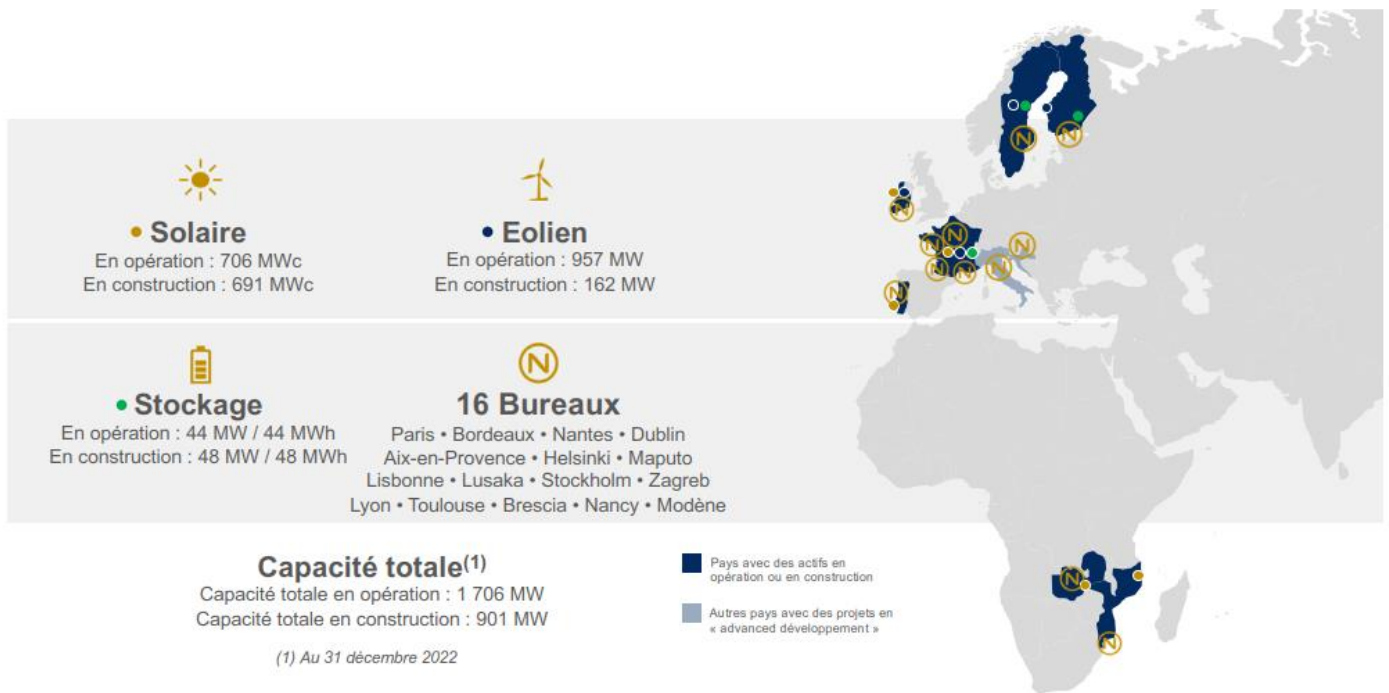
À la date du présent Amendement, le Groupe est présent dans 16 pays à travers le monde : Argentine, Australie, Canada, Croatie, Equateur, Finlande, France, Irlande, Italie, Jamaïque, Mexique, Mozambique, Portugal, Salvador, Suède et Zambie. Le Groupe a diversifié ses implantations dans le monde au fil du temps en respectant une politique de répartition de sa présence internationale à hauteur de 80 % au moins de sa capacité en opération dans des pays membres de l'OCDE ou équivalent. L'objectif du Groupe est de continuer à se développer de manière sélective tout en maintenant cet équilibre d'exposition.

Au 31 décembre 2022, les projets initiés en Croatie, en Equateur et en Italie étant toujours en phase de développement, le Groupe ne commercialise pas encore d'électricité sur ces marchés.

Les 13 marchés nationaux au sein desquels le Groupe possède des actifs en opération ou en construction en date du présent Amendement sont présentés ci-après par zone géographique.

A noter que les éléments ci-après présentant les différents marchés de Neoen sont susceptibles de varier, à la baisse comme à la hausse, notamment en ce qui concerne les trajectoires des pays et leurs politiques en matière d'énergies renouvelables.

1.3.3.1 EUROPE-AFRIQUE



A. PRINCIPAUX MARCHES NATIONAUX

1. FRANCE

Neoen a été créé en France en 2008, et est aujourd'hui le premier producteur français indépendant d'énergies exclusivement renouvelables. Au cours du premier trimestre 2022, Neoen s'est placé deuxième au premier appel d'offres gouvernemental pour les centrales solaires au sol (« PPE2 première période ») avec 92,5 MWh de projets remportés, confortant ainsi son positionnement national. Neoen a ensuite remporté 32 MWh de projets solaires dans un contexte difficile, impacté notamment par une augmentation significative des coûts de construction et la hausse des taux d'intérêts. Neoen s'est enfin placé à la première place de l'appel d'offres PPE2 neutre avec 42 MWh remportés en solaire et 137,8MWh en éolien (projets encore en contentieux administratifs pour la plupart).

Au 31 décembre 2022, le portefeuille du Groupe en France était composé de :

- 36 projets éoliens pour 482 MW en opération ou en construction ;
- 64 projets solaires pour 948 MWh en opération ou en construction ;
- 3 projets de stockage pour 22 MW / 22,4 MWh en opération ou en construction ;
- 7 bureaux, situés à Aix-en-Provence, Bordeaux, Lyon, Nantes, Nancy, Paris et Toulouse pour un total de 179 collaborateurs.

Contexte réglementaire

La France a adopté une série d'instruments juridiques pour encourager l'essor des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Des mécanismes de soutien ont vu le jour dès 2003, avec le lancement des premiers *feed-in tariffs*.

En 2015, la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte a introduit un mécanisme de compensation en appui des appels d'offres, mécanisme dit « de complément de rémunération », se substituant au système de *feed-in tariff* jusqu'alors en application. L'électricité est vendue soit directement à EDF OA qui assure la gestion des contrats d'achat d'énergie, dans le cadre réglementaire de l'obligation d'achat, soit à des agrégateurs. Dans cette situation, le Groupe conclut un contrat de vente d'électricité prévoyant un mécanisme de contrat pour différence (*contract for difference*) par lequel le Groupe vend l'électricité sur le marché par l'intermédiaire de l'agrégateur et reçoit (ou paie selon le cas) un complément de rémunération de la part d'EDF OA couvrant la différence entre le prix du marché (marché *spot*) et le tarif de référence prévu dans le contrat d'achat.

Le 21 avril 2020, la programmation pluriannuelle de l'énergie a été adoptée. Cette programmation définit les orientations énergétiques de la France pour la période 2019 - 2028. Elle vise plusieurs objectifs principaux dont :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2028 par rapport à 1990 ;
- réduire la consommation finale d'énergie de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012 et en particulier la consommation d'énergies fossiles de 35 % ;
- porter la part des énergies renouvelables à 33 % de la consommation d'énergie d'ici 2028 et doubler les capacités de production d'électricité renouvelable en 2028 par rapport à 2017 ;
- réduire à 50 % la part du nucléaire dans le mix énergétique français d'ici à 2035.

Les objectifs suivants ont été fixés pour les filières d'énergies renouvelables électriques afin de porter la capacité installée de 48,6 GW fin 2017 à 73,5 GW en 2023 et entre 101 à 113 GW en 2028 :

Puissance installée au 31.12 (en GW)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Hydroélectricité (dont énergie marémotrice)	25,7	26,4	26,7
Eolien terrestre	24,1	33,2	34,7
Photovoltaïque	20,1	35,1	44,0
Eolien en mer	2,4	5,2	6,2
Biomasse solide	0,8	0,8	0,8
Méthanisation	0,3	0,3	0,4
Géothermie	0,024	0,024	0,024
TOTAL	73,5	101	113

Source : Synthèse de la programmation pluriannuelle de l'énergie (Ministère de la transition énergétique)

Pour contribuer à l'atteinte de ces objectifs, le calendrier indicatif de lancement des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques jusqu'en 2025 est le suivant :

- pour l'éolien terrestre : deux appels d'offres par an à hauteur de 925 MW par période, à compter de 2022 ;
- pour le photovoltaïque au sol : deux appels d'offres par an à hauteur de 1 850 MW par période ;
- pour le photovoltaïque sur bâtiment de puissance supérieur à 500 kW : trois appels d'offres par an à hauteur de 1 100 MW par période (1 200 en 2022) ;
- pour l'appel d'offres « neutre » : un appel d'offres par an à hauteur de 500 MW par période ;
- pour l'hydroélectricité sous autorisation : 1 appel d'offres par an à hauteur de 35 MW.

En octobre 2021, RTE France, gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité français, a présenté l'étude « Futurs énergétiques 2050 ». Étude commandée par le gouvernement français en 2019, elle dresse six scénarios censés permettre d'atteindre la neutralité carbone d'ici trente ans. Tous les scénarios présentent une accélération majeure du renouvelable (de 50 % à 100 % du mix énergétique), avec des besoins de restructuration du réseau électrique et des dispositifs de flexibilité destinés à pallier les variations de la production renouvelable.

Le travail est inédit à l'échelle européenne tant par son niveau d'anticipation (30 ans) que de concertation (2 ans pour rencontrer plus de 120 instances : instituts scientifiques, industriels, syndicats...).

En 2019, le gouvernement français avait annoncé une révision des tarifs d'achat de contrats de centrales solaires bénéficiant d'un régime de soutien avant 2011. Les décrets et arrêtés ont été publiés le 27 octobre 2021 pour une entrée en vigueur le 1^{er} décembre 2021, et un impact extrêmement limité aux bornes des actifs solaires français du groupe (se reporter au paragraphe 3.1.4 « Risques légaux et réglementaires » du présent Amendement).

Le 16 septembre 2022, le projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables a été présenté en Conseil des ministres par Agnès Pannier-Runacher, ministre de la transition énergétique. Le Sénat a adopté le projet de texte en première lecture, avec modifications, dans la nuit du 4 novembre 2022 à une très large majorité. Le 10 janvier 2023, le projet de loi a été adopté par l'Assemblée Nationale en première lecture, avec de nombreuses modifications incluant la suppression de certains dispositifs d'accélération introduits par le Sénat. Les deux assemblées ayant adopté des textes substantiellement différents, une commission mixte paritaire s'est réunie pour proposer un texte de compromis. Celui-ci a pour principales implications de limiter les possibilités de réalisation de projets en milieu forestiers (pour des surfaces supérieures à 25Ha), de soumettre tous les projets en environnement agricole à l'avis conforme de la CDPENAF (Commission départementale de préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers), et enfin d'imposer, par la concertation des acteurs locaux, la définition (d'ici 2027) de zones d'accélération et d'exclusions pour les projets éoliens et solaires. Les conséquences pratiques de ce texte demeurent difficiles à appréhender, mais ne sont pas de nature, aux yeux du Groupe, à accélérer le développement de nouveaux projets renouvelables.

Le 28 décembre 2022, l'arrêté fixant le prix seuil dans le cadre du déplafonnement des contrats de complément de rémunération prévu par l'article 38 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022 a été publié. Le prix seuil est fixé à 44,78€/MWh en 2022. Sa trajectoire évoluera de 2 % par an pour atteindre 66,55€/MWh en 2042.

Le 29 décembre 2022, le ministère de la transition énergétique a publié un arrêté modifiant l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum. Cet arrêté permet notamment aux projets dont la demande complète de complément de rémunération a été réalisée avant le 1^{er} juillet 2022 et dont la mise en service a lieu entre le 1^{er} septembre 2022 et le 31 décembre 2024 inclus, de vendre l'électricité produite sur les marchés jusqu'à la date d'achèvement qui est reportée de 18 mois. Des conditions similaires sont dorénavant prévues dans les cahiers des charges des appels d'offres CRE période 4.6 à 4.10. L'objectif de cette mesure est de permettre la construction des projets malgré la forte hausse des coûts de construction et des taux de financement.

Le 30 décembre 2022, la loi de finance pour 2023 a été publiée. Elle contient un article 54 qui transcrit en droit français le dispositif de plafonnement des revenus de la production d'électricité résultant du règlement européen relatif aux mesures d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie adopté le 30 septembre 2022. Cet article prévoit que l'exploitant de l'installation est redevable des revenus de marchés excédant un seuil forfaitaire fixé à 100€/MWh pour l'éolien terrestre et le solaire au sol. Ce dispositif est notamment applicable aux installations sorties avant terme de leurs contrats aidés.

Capacités de production électrique

A fin 2022, la capacité en opération en France était de 141,0 GW, comprenant notamment des capacités nucléaires (61,4 GW), hydrauliques (25,7 GW), éoliennes (19,5 GW), solaires (13,1 GW), thermiques au gaz naturel (13,1 GW), et au fioul (2,8 GW).

La demande d'électricité en France s'est élevée en 2022 à 467 TWh.

Capacité installée par technologie (en MW)

Nucléaire	61 370
Hydraulique	25 669
Eolien	19 536
Solaire	13 154
Gaz	13 074
Fioul	2 762
Bioénergies et autres	2 459
Charbon	1 816
Valorisation des déchets	947
Marin	243
TOTAL	141 030

Source : Bilan électrique 2022 RTE (Données 2022).

2. PORTUGAL

Neoen a été créé au Portugal en 2010, et intervient principalement sur des projets photovoltaïques. Au 31 décembre 2022, le portefeuille du Groupe au Portugal était composé de :

- 3 projets solaires pour 24 MWh en opération ;
- 1 projet solaire pour 68 MWh en construction ;
- 1 projet solaire pour 204 MWh en construction, dont Neoen est actionnaire minoritaire à hauteur de 49 % ;
- 1 bureau, situé à Lisbonne et un total de 12 collaborateurs.

Contexte réglementaire

En décembre 2019, le ministère de l'environnement a présenté son objectif de développement de capacité renouvelable en 2030 (*Plano Nacional Integrado de Energia e Clima - PNEC 2030*). À l'issue de ce programme, l'ambition du Portugal est la neutralité carbone en 2050.

Le gouvernement portugais maintient l'objectif d'atteindre 9 GW de capacité solaire en 2030 (*Plano Nacional Integrado de Energia e Clima – PNEC 2030*), dans le cadre de l'ambition de neutralité carbone en 2050.

À cette fin, le gouvernement portugais a lancé un premier appel d'offres pour une capacité de 1,35 GW en juin 2019 et procédé à l'attribution en septembre 2019. Neoen a obtenu, via cet appel d'offres, un projet solaire d'une capacité totale de 65 MWh.

En 2020, il a lancé un appel d'offres de 700 MW de capacité renouvelable avec une possibilité de stockage en mai 2020, et l'attribution a été effectuée en août 2020. La capacité finale attribuée a été de 660 MW totalement « *merchant* » (avec paiement de capacité au système électrique), seulement 10 MW ayant été attribués selon le programme CfD. L'appel d'offres de 2020 s'est également traduit par un minimum de 97 MW de nouvelle capacité de stockage associée au solaire. Le second appel d'offres n'a pas été lancé en 2020 en raison de la crise de la COVID-19. Le ministère de l'environnement a déjà annoncé son intention de continuer à promouvoir de nouvelles capacités renouvelables via des appels d'offres publics et a confirmé l'inclusion du solaire flottant dans les prochains appels d'offres.

Parallèlement, le gouvernement portugais a lancé une vaste stratégie de développement de l'hydrogène avec un objectif d'atteindre 2 GW en électrolyseurs en 2030, afin de soutenir davantage les objectifs de décarbonisation et de relance économique après la crise de la COVID-19.

En 2021, la législation du secteur a fait l'objet d'une révision, avec la nouvelle proposition de décret-loi du système électrique national, qui transpose les directives européennes sur le marché et les énergies renouvelables. Le pays est ainsi assuré de suivre le développement des outils nécessaires pour atteindre les objectifs qu'il s'est fixés en tant qu'État membre. Avec la publication de ce texte de loi, promulgué le 3 janvier 2022 par le président de la République, on attend le stimulus nécessaire pour développer le *repowering* des centrales éoliennes et un pas important vers l'optimisation du processus de permis, qui a été l'un des principaux obstacles au développement du secteur, entre autres mesures indispensables à la réalisation des objectifs 2030.

En outre, en 2021 a commencé la première vente aux enchères d'énergie solaire photovoltaïque flottante dans les réservoirs et 183 MW ont été attribués. Environ 56 % de la capacité a été attribuée dans le cadre du régime de contrat pour différence (103 MW), et le reste dans le cadre du régime de compensation du système électrique national (80 MW).

La fin de la production de charbon a été confirmée en 2021. Ainsi, la dernière centrale à charbon (Pego) a fermé ses portes fin novembre 2021.

Les tarifs réglementés ont été supprimés et les secteurs de l'électricité et du gaz naturel sont intégralement libéralisés pour promouvoir la concurrence dans la distribution et construire un marché de l'énergie intérieur concurrentiel.

En 2022, outre la publication du décret-loi n°15/2022 du 14 janvier, le gouvernement portugais a approuvé des mesures exceptionnelles pour la mise en œuvre de projets de production et de stockage d'énergie à partir de sources renouvelables, avec un accent particulier sur la simplification du processus d'autorisation, des restrictions sur la possibilité pour les municipalités de rejeter de nouveaux projets, une compensation supplémentaire pour les municipalités correspondant à un montant de 13 500 euros par MVA de puissance de raccordement allouée, à la charge du Fonds pour l'environnement, des règles de priorité pour la conclusion d'accords avec le gestionnaire de réseau pour les nouveaux raccordements au réseau, et la mise à jour des tarifs attribués lors des appels d'offres, en appliquant l'indice des prix à la consommation au Portugal pour l'année précédente, à l'exclusion du logement, tel que publié par *I'Instituto Nacional de Estatística, I. P.*, à partir de l'année de l'adjudication jusqu'à la mise en service de la centrale.

Le GRT portugais a récemment publié des chiffres pour 2021, la production renouvelable a fourni 59 % de la consommation d'électricité au Portugal. L'énergie éolienne représente 26 %, suivie de l'énergie hydroélectrique avec 23 %, de la biomasse avec 7 % et du photovoltaïque avec 3,5 %. Le photovoltaïque, bien que continuant à être le moins important, a enregistré une forte croissance de 37 % par rapport à la même période de l'année dernière. La production non renouvelable a, quant à elle, fourni 31 % de la consommation, répartie entre le gaz naturel avec 29 % et le charbon, qui représente moins de 2 %. Le solde des importations a fourni les quelque 10 % restants.

Capacités de production électrique

En 2021, la production d'électricité s'est élevée à 53,5 TWh et se décomposait comme suit :

- production avec sources renouvelables (incluant les capacités hydrauliques) : 32,8 TWh ;
- production avec sources fossiles (et importations) : 20,7 TWh.

Capacité installée par technologie (en MW)

Hydraulique	7 463
Eolien	5 671
Solaire	2 591
Bioénergies et autres	900
TOTAL	16 625

Source : DGEG - *Estatísticas rápidas Dez 2022 (Données 2022)*.

3. FINLANDE

Neoen a été créé en Finlande en mai 2018 suite à l'acquisition des projets éoliens de Hedet et Björkliden.

Au 31 décembre 2022, les actifs en opération ou en construction du Groupe en Finlande était composé de :

- 1 projet de stockage pour 30 MW / 30 MWh en opération ;
- 2 projets éoliens pour 485 MW en opération ;
- 1 projet éolien pour 40 MW en construction ;
- 1 bureau, situé à Helsinki et un total de 23 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Le marché de l'électricité finlandais est ouvert à la concurrence depuis l'entrée en vigueur du *Finnish Electricity Market Act* en 1995.

La Finlande a fixé des objectifs ambitieux de pénétration des énergies renouvelables dans son mix énergétique et de neutralité carbone d'ici 2035 :

- 54 % de la production globale d'énergie à partir d'énergies renouvelables en 2022 (était déjà de 53 % en 2021) ;
- 89 % de production d'énergie neutre en CO2 en 2022 ;
- 11,06 TWh de production d'électricité d'origine éolienne en 2022. L'estimation de la production d'énergie éolienne d'ici à 2030 varie, mais il existe un potentiel de plus de 30 TWh ;
- les émissions de CO2 provenant de l'électricité étaient de 4,4 Mt en 2021, soit une baisse de 77 % depuis 2010.

Dès 2011, la Finlande a créé un schéma *feed-in tariff* de support au développement des énergies renouvelables :

- tarif premium : Les producteurs d'électricité renouvelable de technologies éolienne, biomasse et biogaz perçoivent un bonus variable égal à la différence entre le prix *spot* et un tarif plafond fixé à 83,5 €/MWh. Ce bonus est versé aux développeurs de projets pour une durée de 12 ans.

La capacité limite du *feed-in tariff* ayant été atteinte en 2016, un nouveau programme de support a été élaboré. Le parlement finlandais a approuvé en mai 2018 la mise en place d'un système d'appels d'offres d'une capacité totale de 1,4 TWh pour les technologies éolienne, solaire, biomasse et biogaz. Dans le cadre de cet appel d'offres, 7 projets se sont vu attribuer une capacité de 1,36 TWh. Aucun nouvel appel d'offres gouvernemental n'est prévu.

Le gouvernement finlandais a annoncé l'interdiction de produire de l'énergie à base de charbon en 2029. Il prépare également des mesures incitatives pour soutenir les entreprises démantelant leurs installations de production d'énergie charbon avant 2025.

Capacités de production électrique

En 2022, la consommation en électricité de la Finlande s'élevait à 82 TWh (86 TWh à fin 2021) tandis que sa production était de 69 TWh (inchangée par rapport à fin 2021). La Finlande est importatrice nette d'électricité. La Finlande procède actuellement à la diversification de ses sources d'importation et augmente son autosuffisance énergétique. Depuis avril 2022, les importations d'énergie en provenance de Russie ont été en grande partie arrêtées.

Electricité produite par technologie (en %)

Nucléaire	35,0 %
Hydraulique	19,3 %
Biomasse	17,4 %
Eolien	16,7 %
Charbon	5,6 %
Tourbe	2,5 %
Gaz	1,5 %
Déchets	1,2 %
Solaire	0,6 %
Fioul	0,2 %
TOTAL	100 %

Source : Finnish Energy, Energy Year 2022 (Données 2022).

En 2022, les énergies renouvelables représentaient 54 % de la production totale d'électricité (54 % en 2021) et la production neutre en CO2 était de 89 % (87 % en 2021). La capacité éolienne installée en 2022 était de 5 677 MW (3 257 MW en 2021).

La capacité nucléaire totale projetée à l'horizon 2030 est de 4,4 GW en tenant compte de la mise en service de la centrale Olkiluoto 3 en 2022. Il était prévu de construire une cinquième centrale nucléaire en Finlande et le processus d'autorisation de Hanhikivi 1 était en cours, cependant, le processus d'approbation et le projet dans sa globalité ont été arrêtés en raison du conflit en Ukraine. Le fournisseur de la centrale Hanhikivi 1 étant une entreprise russe. Actuellement, il n'est pas prévu de redémarrer le projet.

Il est prévu de mettre hors service les capacités de production d'électricité à base de charbon d'ici à 2030 afin de respecter l'engagement pris par la Finlande dans le cadre de l'accord de Paris.

4. SUEDE

Neoen s'est implanté en Suède en 2020 et développe actuellement des projets dans ses trois technologies : éolien, solaire et stockage. Au 31 décembre 2022, le portefeuille sécurisé du Groupe en Suède se compose de :

- 1 projet éolien de 57MWc en construction ;
- 1 projet de stockage de 40MW/40MWh en construction ;
- 1 projet solaire, adossé à un PPA d'une capacité de 90MWc, conclu avec H&M, dans lequel Neoen est actionnaire majoritaire à hauteur de 51 % ;
- Son bureau situé à Stockholm regroupe 9 employés.

Contexte réglementaire

Le marché suédois de l'électricité a été réformé en 1996. La vente d'électricité est exposée à la concurrence depuis lors, tandis que l'exploitation des réseaux implique un grand nombre de monopoles réglementés.

Le marché suédois de l'électricité étant entièrement libéralisé, il n'existe pas de régime réglementaire spécifique ni de mesures incitatives applicables à la production d'énergie renouvelable, et ce depuis le 1er janvier 2022 (date d'expiration du mécanisme des certificats d'électricité).

Svenska kraftnät, qui exploite et administre le réseau suédois de transport d'électricité, est également l'autorité agissant en qualité d'exploitant du système national de transport dans son ensemble. Le travail de Svenska kraftnät consiste à administrer, gérer et développer, à la façon d'une entreprise commerciale, un réseau de transport d'électricité rentable, fiable et respectueux de l'environnement, ainsi qu'à fournir des capacités en matière de transport d'électricité et à exercer d'autres activités qui s'y rattachent. Le système d'échange d'électricité s'articule autour de quatre marchés : un marché de couverture, un marché à 24 h (*Day ahead*), un marché intrajournalier et un marché d'équilibrage.

Le transport d'électricité sur le territoire de la Suède et dans les pays nordiques dépend en grande partie des volumes d'énergie hydroélectrique disponibles ainsi que des variations saisonnières de consommation. En règle générale, le réseau suédois de transport d'électricité est soumis à des restrictions du fait d'une forte production d'hydroélectricité dans le nord ; cette électricité devant nécessairement être transportée vers le sud, les capacités de transport entre les différentes zones sont alors limitées. Des contraintes s'imposent également en cas de transport massif vers le nord, depuis le Danemark et le reste du continent, vers la côte ouest de la Suède et jusqu'au sud de la Norvège.

Étant donné qu'il s'agit d'un système intégré, les prix de l'électricité au Danemark et en Allemagne ont un effet notable sur les tarifs dans les zones de prix suédoises les plus proches (SE4, mais aussi SE3). 70 % de l'électricité consommée dans les pays nordiques est négociée sur le marché à 24 h et le marché intrajournalier du Nord Pool, où les prix sont équilibrés entre les différentes zones géographiques. La capacité de transport disponible varie parfois et peut créer une congestion du réseau entre les zones. C'est pour cette raison que plusieurs zones de prix ont été délimitées. Il existe actuellement en Suède quatre zones de prix, dont la dynamique de marché varie en fonction de leur mix énergétique et notamment du taux de pénétration des énergies renouvelables. Le Nord Pool est l'une des places boursières de l'électricité les plus importantes et les plus liquides au monde, avec un volume total échangé sur le marché *Day ahead* de 723 TWh en 2021.

La production d'électricité en Suède accorde une grande place aux énergies renouvelables dans le mix énergétique (63 % en 2021). La Suède s'est fermement engagée à accroître la part des énergies renouvelables dans la production totale. D'après les objectifs fixés par le gouvernement, la consommation d'énergie en Suède doit être, d'ici 2030, 50 % plus efficace qu'en 2005 et le pays doit atteindre 100 % d'énergie renouvelable d'ici 2040. Les sources d'énergie non carbonées (y compris le nucléaire) représentent déjà 96 %⁴ de l'ensemble du mix électrique suédois.

Le marché suédois de l'électricité est dominé par des entreprises publiques : Vattenfall (détenue à 100 % par l'État suédois) et Fortum (détenue à 51 % par l'État finlandais) fournissent les 2/3 de l'énergie totale du pays, principalement grâce à l'énergie nucléaire et à l'énergie hydraulique. Bien qu'une centrale nucléaire de 4 GW ait été démantelée, les données prévisionnelles laissent entendre que l'énergie nucléaire représentera encore une part importante de la production en 2050 et que les énergies renouvelables connaîtront d'ici là une forte augmentation.

⁴ Source : International Energy Agency, 2022.

Capacités de production électrique

Fin 2021, la production d'électricité s'est élevée à 161 TWh et se répartissait comme suit :

- production à partir de sources renouvelables (y compris les capacités hydroélectriques) : 101 TWh (63 %) ;
- production à partir de sources d'énergie non renouvelables : 60 TWh (37 %).

Capacité installée par technologie (en MW) à décembre 2021

Hydroélectricité	16 286
Eolien terrestre	12 074
Nucléaire	6 882
Production combinée de chaleur et d'électricité	4 409
Solaire	1 587
Autres	2 196
TOTAL	43 434

Sources : (décembre 2022) Swedish Energy Agency

B. AUTRES MARCHES NATIONAUX

(i) Irlande

En 2021, 36 % de la production électrique de la République d'Irlande provient de sources renouvelables. Parmi ces énergies renouvelables, 86 % sont de source éolienne, de sorte que l'Irlande possède le second niveau le plus élevé de production d'énergie éolienne en Europe (derrière le Danemark) et le niveau le plus élevé de production d'énergie éolienne terrestre.

Cependant, les émissions de CO₂ de la République d'Irlande restent 13 % au-dessus de la moyenne de l'UE étant donné sa dépendance au charbon et à la tourbe : globalement, ses besoins énergétiques restent dépendants à 86 % des combustibles fossiles.

Dans ce contexte, l'objectif de la République d'Irlande est de réduire ses émissions de 51 % entre 2021 et 2030, et d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, alors même que ses besoins en énergie seront susceptibles de croître sous l'impulsion d'une économie en expansion et du développement de nouveaux centres de données.

Cet objectif et les moyens d'y parvenir sont décrits dans le Plan d'action pour le climat de la République d'Irlande, lequel a été publié en juin 2019 puis mis à jour en novembre 2021. Selon ce plan, dont les objectifs ont été augmentés par le gouvernement en juillet 2022, la part des énergies renouvelables dans la production électrique totale du pays devrait passer de 36 % en 2021 à 80 % en 2030 grâce à l'ajout de jusqu'à 4 GW d'énergie éolienne terrestre, 7 GW d'énergie éolienne marine, 5,5 GW d'énergie solaire et 2 GW d'hydrogène vert.

Le *Renewable Electricity Support Scheme* (RESS) est le principal levier politique de cette augmentation de projets renouvelables, offrant des prix garantis à long terme pour des projets éoliens et solaires dans le cadre d'enchères annuelles. La première procédure RESS (RESS 1) a livré ses résultats le 10 septembre 2020. Sur un total de 2 550 GWh proposés (108 projets), 2 230 GWh ont été couronnés de succès (82 projets) et pourront bénéficier d'un tarif d'achat d'électricité garanti par le gouvernement Irlandais pendant plus de 15 ans via un mécanisme de CFD (« *Contract for Difference* »). Cela correspond à une capacité de 796 MW de projets solaires et 479 MW de projets éoliens. Le tarif moyen de la catégorie « solaire » est de 73 €/MWh, tandis que le tarif moyen de la catégorie « tous projets », comprenant des projets éoliens et solaires, est de 74 €/MWh. Ces projets lauréats sont en cours de livraison mais il a été noté l'abandon d'un certain nombre de projets.

RESS 2 a eu lieu entre janvier et juin 2022 avec la sélection de 80 projets, sur 130, avec un prix moyen de 97,87 €/MWh dans la catégorie « Tous projets » : 1 478 GWh de projets solaires, soient 1 534 MW, et 1 270 GWh de projets éoliens, soient 414 MW.

Des appels d'offres réguliers sont prévus par le gouvernement Irlandais d'ici à 2025, la phase de qualification pour ORESS (pour l'éolien marin) ayant d'ores-et-déjà été annoncée pour janvier 2023 et une consultation étant en cours pour un RESS 3 pour les énergies terrestres.

Enfin, le marché des *Corporate PPAs* se développe en Irlande, avec les premiers contrats signés annoncés comme celui de la banque AIB pour de la fourniture d'énergie avec des centrales solaires.

Le plan national de taxe carbone représente un autre élément tangible contribuant à éliminer la production fossile : la taxe devrait être relevée progressivement au cours des prochaines années pour atteindre 100 €/tonne d'ici 2030.

Alors que le taux de pénétration maximum des énergies renouvelables intermittentes en République d'Irlande devrait atteindre 90 % au moins d'ici 2030, le gestionnaire de transport Eirgrid a développé un programme pluriannuel dénommé DS3 (pour *Delivering a Secure and Sustainable Electricity System*) visant à permettre d'accroître la part de production intermittente au bénéfice du réseau tout en maintenant la qualité d'ensemble de l'approvisionnement en électricité au plan national, en partie grâce à une stratégie d'aide au déploiement massif de batteries de stockage. Ainsi, en septembre 2022 on compte quelques 15 projets connectés au réseau pour une capacité cumulée de 752 MW.

(ii) Mozambique

Pour élargir l'accès de sa population à l'électricité, le président mozambicain a lancé le programme *Energia para todos* en 2018. Celui-ci ambitionne d'étendre l'accès au réseau à 58 % de sa population en 2023, 85 % en 2028 et 100 % d'ici à 2030. À cet effet, le gouvernement entend installer 5 780 MW de capacité de production électrique à horizon 2033, moyennant un investissement de 34 milliards de dollars dont 18 milliards de financement de projets énergétiques.

S'agissant plus spécifiquement des énergies renouvelables connectées au réseau électrique (*on-grid*), deux programmes d'appels d'offres sont prévus pour contribuer au respect de l'échéancier mozambicain.

Fin septembre 2020, le gouvernement du Mozambique a lancé son premier Programme de mise aux enchères d'énergie renouvelable, appelé PROLER. Ce programme créera de nouvelles opportunités pour le secteur privé grâce à la mise sur pied d'un processus d'offre transparent visant à promouvoir la concurrence entre les investisseurs, ce qui devrait permettre de choisir les solutions les moins coûteuses et de fournir ainsi de l'électricité au tarif le plus bas possible aux consommateurs finaux. Des conditions d'investissement attractives ont été garanties, à savoir l'existence d'études de faisabilité préalables, un DUAT assuré et la facilitation d'un montage financier et de garanties optionnelles.

Ce programme, promu par le MIREME (Ministère des Ressources Minières et de l'Energie) et implémenté par l'entreprise publique d'électricité EDM (*Electricidad de Moçambique*) et l'ARENE (autorité de régulation de l'énergie), avec le soutien de consultants internationaux et nationaux, vise à développer :

- une installation solaire d'une capacité totale de 40 MWac (Dondo Solar) pour laquelle la phase d'expression d'intérêt (« EoI ») a été lancée en octobre 2020 ;
- trois installations de production d'électricité d'origine renouvelable d'une capacité de respectivement 30 MWac pour le solaire et de 50 MWac pour l'éolien.

D'ici 2025, le programme PROLER a pour objectif d'ajouter au réseau 140 MWac de projets éoliens et solaires.

D'autre part, des travaux préliminaires entamés dès 2015 en prévision du lancement du programme GET FiT Mozambique planifient le développement d'installations de production d'énergie d'origine renouvelable pour une capacité totale comprise entre 130 MW et 180 MW. Bien qu'il n'y ait pas d'échéances arrêtées à ce jour, ce processus se décomposera en trois phases :

- phase 1 : développement de 60 MWc de centrales solaires avec stockage ;
- phase 2 : développement de 40 MW à 60 MW de petites installations hydrauliques ;
- phase 3 : développement de 30 MWc à 60 MWc de centrales solaires, accompagnée d'installations de stockage.

En parallèle de ces appels d'offres, *Electricidad de Moçambique* promeut le développement des renouvelables par l'attribution de contrats signés de gré à gré avec des développeurs de projets renouvelables. À date, deux projets en gré à gré ont atteint le bouclage financier pour une capacité totale de 81 MWc, dont 41 MWc ont été attribués à Neoen. Trois autres accords de gré à gré pour des projets de centrales solaires, pour une capacité cumulée de 80 MWac, ont été signés en septembre 2020 (Cuamba I et II ainsi que Mecufi).

De nombreux programmes de développement d'installations d'énergies renouvelables *off-grid* (petites centrales solaires et *mini-grid* par exemple) sont par ailleurs soutenus au Mozambique par différentes institutions financières d'aide au développement (DFIs) pour permettre l'accès à l'électricité à des zones éloignées des réseaux électriques.

À terme, le Mozambique ambitionne d'être un exportateur net d'électricité.

À la fin du troisième trimestre 2022, l'état d'avancement des deux projets clés en main dont le montage financier est déjà bouclé était le suivant : la centrale solaire photovoltaïque de Mocuba de 40 MWp se trouve en phase d'exploitation commerciale, tandis que le projet de centrale photovoltaïque Metoro de 41 MWp, attribué à Neoen, est encore en construction. Les opérations commerciales étaient censées débuter dans le courant du premier semestre 2022, mais en juin 2022 l'EPC a dû interrompre le chantier suite à un cas de force majeure, conformément aux Accords EPC et Neoen en application du PPA. Au moment de l'interruption temporaire du chantier, la centrale électrique Metoro était raccordée au réseau et produisait déjà de l'électricité de manière anticipée depuis mars 2022. Compte tenu de la situation sécuritaire extrêmement dégradée dans la province de Cabo Delgado, le site a dû être déconnecté du réseau avant d'être évacué début juin 2022. Le chantier est achevé à près de 90 % alors que la situation sécuritaire de Cabo Delgado reste à haut risque.

Par ailleurs, concernant le programme PROLER, le statut est le suivant :

- l'appel d'offres pour la centrale solaire PV de 30 MWac de Dondo a été attribué à Total. Le début de la construction est prévu pour le premier trimestre 2023 ;
- lancement des appels d'offres pour les deux centrales solaires de Chimbunila (30 MWac) et Manje (30 MWac) en novembre 2022, début de la construction prévu pour le premier trimestre 2024 ;
- l'appel d'offres pour le projet éolien d'Inhambane (50 MWac) devrait être lancé au premier semestre 2024.

L'état d'avancement des autres projets d'énergie renouvelable est le suivant :

- le projet PV solaire de 15 MWac de Cuamba 1 qui comprend un système de stockage de 2 MW, est en cours de construction ;
- lancement de l'appel d'offres pour la centrale solaire flottante de Chicamba ;
- études de faisabilité en cours pour les projets suivants : projet PV solaire de 30 MWac de Nicoadala, projet PV solaire de 30 MWac de Chimuara, projet PV solaire de 30 MWac de Zitundo, projet éolien de 120 MWac de Namaacha, projet solaire de 20 MWac de Macia ; GETFiT de 20 MWac et le portefeuille de petites centrales solaires photovoltaïques de 50 MWac de l'IFC ; et
- EDM a également signé des contrats pour d'autres centrales électriques de gré à gré (partenariat public-privé) en 2022. Il s'agit des projets d'énergie solaire Cuamba II (30 MWac) et Pemba / Mecufi (20 MWac).

EDM progresse également sur la finalisation de l'étude d'évaluation du site et sur l'étude d'évaluation du réseau (2022-2042), en partenariat avec l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), pour les mises à niveau du réseau de transport national.

(iii) Zambie

La capacité de production installée du réseau en Zambie est d'environ 3 618,43 MW, dont 83 % pour l'énergie hydraulique, 9 % pour le charbon, 3 % pour le fioul lourd, 2,3 % pour le diesel et 2,5 % pour l'électricité PV solaire.

L'augmentation des investissements dans le secteur devrait permettre de porter la capacité de production d'électricité à 4 457 MW d'ici 2026, contre 3 307,43 MW en 2021. La part des énergies renouvelables dans la capacité de production nationale d'électricité installée, hors production hydroélectrique à grande échelle, devrait augmenter de 3 % à 10 % sur la même période.

Dans son discours sur le budget 2023, le ministère des finances a introduit des mesures incitatives pour les partenariats public-privé (PPP) et les entreprises du secteur privé, notamment en réduisant de 20 % l'impôt sur les revenus perçus par les SPV (« *Special Purpose Vehicles* ») dans le cadre du PPP pendant les cinq premières années où le projet est rentable.

À ce jour, la pénétration des énergies renouvelables, hors technologie hydraulique, bénéficie donc du soutien du programme GET FiT Zambia lancé en 2017, ainsi que du programme IFC Scaling Solar de la Banque mondiale :

- IFC Scaling Solar est une solution d'appel d'offres qui englobe des financements préapprouvés et des instruments d'assurance et de garantie. Dans ce contexte, Neoen a remporté en 2016 une capacité de 54 MWc (centrale de Bangweulu) sur les 100 MW proposés dans la première phase du programme ;
- depuis 2017, IDC (l'Industrial Development Corporation) et IFC ont lancé en partenariat de nombreux appels d'offre, mais aucun résultat n'a été rendu public. Entre-temps, le financement de certains projets présélectionnés dans le cadre des appels d'offre prolongés du programme GET FiT n'ont toujours pas été bouclés, les partenaires financiers peinant à réunir les financements, tandis que l'État est toujours en cours de restructuration de la dette souveraine avec les créanciers, le pays restant noté SD (« *Selective Default* ») ;
- dans sa quête de moyens pour améliorer les conditions d'investissement et débloquer les financements, le nouveau gouvernement a obtenu des progrès significatifs, comme en témoignent l'amélioration des indicateurs macroéconomiques (inflation et taux de change, par exemple) et l'accord négocié avec succès auprès du FMI (Fonds Monétaire International) sur des mesures d'allègement de la dette de 1,3 milliard de dollars. Le programme, tout comme l'étude du coût du service, contribuera à ce processus.

Par ailleurs, en février 2020, le gouvernement zambien a approuvé de nouvelles lois encadrant le secteur de l'énergie dans le pays. Les nouvelles lois permettent également l'émergence de nouveaux acteurs tels qu'Africa Greenco, courtier et négociant en électricité, qui pourra mettre en relation les producteurs d'électricité et les consommateurs par l'intermédiaire de l'actuel marché de l'électricité en Afrique australe via le South African Power Pool (SAPP).

Le gouvernement a continué à soutenir le programme de réforme du secteur, notamment :

- développement et mise en place d'un marché structuré de l'électricité en Zambie conforme aux règles et réglementations de marché en matière de régime en accès libre, avec le soutien financier de l'État allemand par le biais de KfW. La phase 1 de l'étude est achevée et la phase 2 devrait commencer en 2023 ;
- le développement d'un plan de ressources intégré (PRI) pour la Zambie, financé par le gouvernement britannique. Le ministère de l'Énergie a procédé au lancement public de l'étude le 24 mars 2021, qui incluait une allocution du Haut-commissaire britannique en Zambie. Le PRI consiste en un projet de 15 mois destiné à élaborer et à mettre en œuvre un plan sur 30 ans pour le secteur de l'énergie, qui servira de plateforme pour relever les défis énergétiques en Zambie. La version finale de l'PRI est attendue au premier trimestre 2023.

Après la mise en service, en juillet 2021, ZESCO a annoncé qu'elle avait mis en service deux autres unités de 150 MW de la centrale hydroélectrique Kafue Gorge Lower (KGL). KGL dispose de cinq unités de 150 MW, y compris les lignes d'évacuation de transmission associées, qui ont été construites pour un coût total de 2,3 milliards de dollars US. La centrale devrait être achevée prochainement.

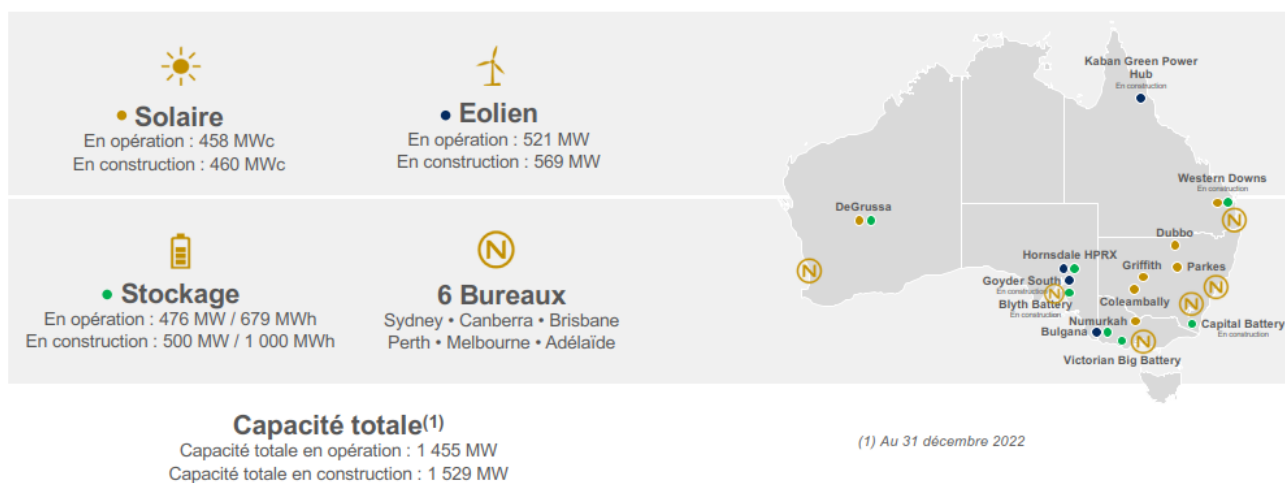
Chariot Limited, Total Eren et First Quantum Minerals ont conclu un partenariat visant à développer un projet de centrale solaire et éolienne d'une capacité de 430 MW en Zambie. Il s'agirait d'un projet de production intégré. À ce stade, il reste encore à déterminer si ce projet vise également à exporter de l'énergie vers le réseau de ZESCO et éventuellement celui de CEC.

En août 2022, ZESCO a manifesté son intérêt pour développer des projets dans le solaire photovoltaïque d'une capacité de 50 MW dans trois provinces (un par province). Dans sa manifestation d'intérêt, ZESCO prévoit trois scénarios possibles : un modèle IPP (producteur d'électricité indépendant) complet, une co-entreprise IPP/ZESCO (ZESCO détient 10 % des parts), et ZESCO en tant qu'IPP recherchant un EPC approprié.

La stratégie de redressement de ZESCO a été lancée au troisième trimestre 2021, tandis que l'étude sur le coût du service a finalement été publiée au troisième trimestre 2022 :

- le gouvernement de la Zambie a également publié un Livre vert dans lequel il exprime sa position vis-à-vis des conclusions et des recommandations de l'étude. Si les recommandations de l'étude emportent globalement son adhésion, le principal point de désaccord réside dans la mise en place de tarifs qui tiennent compte des coûts, en particulier le fait que le gouvernement ne soutient pas la recommandation d'augmenter les tarifs pour les clients résidentiels et de réduire les tarifs des gros consommateurs tels que les mines, les clients à puissance maximale et les clients des contrats d'achat d'électricité. Le gouvernement n'abonde pas non plus dans le sens d'une réduction de la grille des tarifs réduits de 0–100 kWh/mois à 0–50 kWh/mois ;
- le ministre de l'Énergie et la Commission de régulation de l'énergie sont en pleine phase de consultation des parties prenantes dans l'ensemble des provinces. À l'issue de ces consultations, un Livre blanc exposant la position officielle du gouvernement sera publié prochainement. Ce Livre blanc sera soumis au Cabinet en 2023 pour approbation et servira de référence à ZESCO pour demander à la Commission de régulation de l'énergie d'augmenter ses tarifs.

1.3.3.2 AUSTRALIE



5. AUSTRALIE

Neoen a été créé en Australie en 2012 et se positionne aujourd'hui comme le premier producteur indépendant d'énergies renouvelables du pays. Il y exerce ses trois activités : solaire, éolien et stockage. Au 31 décembre 2022, le portefeuille du Groupe en Australie était composé de :

- 4 projets éoliens pour 1 090 MW en opération ou en construction ;
- 7 projets solaires pour 918 MWc en opération ou en construction ;
- 7 projets de stockage pour 976 MW / 1 679 MWh en opération ou en construction ;
- 6 bureaux situés à Sydney, Canberra, Adelaide, Brisbane, Perth et Melbourne, et un total de 65 collaborateurs.

Les installations de stockage d'énergie de Hornsdale Power Reserve et de la Victorian Big Battery sont gérées par un centre de contrôle des opérations situé à Canberra qui permet au Groupe d'intervenir en tant qu'opérateur de marché sur le marché électrique australien via la vente de services réseaux et d'opérations d'arbitrage.

Contexte réglementaire

Au terme de l'Accord de Paris, l'Australie s'est engagée à réduire ses émissions de CO2 de 43 % d'ici à 2030 par rapport à leur niveau de 2005.

Pour ce faire, le programme *Renewable Energy Target* (RET), voté à l'assemblée, prévoit la production de 33 TWh supplémentaires d'électricité verte. Le programme RET a mis en place un système d'incitations financières, notamment pour les installations renouvelables de grande taille pour lesquelles elle accorde des certificats verts (*large-scale generation certificates, LGCs*) en fonction de la quantité d'électricité produite, et ce jusqu'en 2030. Plus récemment, durant la COP26, l'Australie s'est engagée à atteindre « net zero » émissions d'ici 2050. Le gouvernement fédéral a également lancé un fonds « *Rewiring the Nation* » de 20 milliards de dollars australiens pour des investissements dans le réseau électrique.

En parallèle, le vieillissement du parc de centrales à charbon (dont certaines ont près de 50 ans d'opération) va entraîner leur démantèlement progressif. À horizon 2030, près de 10 GW de centrales à charbon devraient être démantelées puis près de 8 GW supplémentaires d'ici 2034. Il est prévu que près de la totalité du parc de centrales à charbon soit démantelée d'ici 2050.

Enfin, au-delà des objectifs nationaux, les États australiens ont la possibilité de poursuivre leurs propres objectifs et de structurer leur propre programme en faveur de la réduction des émissions carbone et/ou du développement des énergies renouvelables sur leurs territoires. L'État de Canberra a ainsi atteint son objectif de mix énergétique composé à 100 % d'énergies renouvelables en 2020, l'État de Victoria vise un objectif de 65 % à horizon 2030 et 95 % d'ici 2035, l'État du Queensland de 50 % en 2030, l'État de South Australia de 100 % d'ici 2030 et enfin l'État de la Nouvelle-Galles du Sud de 46 % pour 2030 ainsi que d'une réduction de 50 % de ses émissions.

En vue d'atteindre ces objectifs, les États ont initié le lancement de leurs propres appels d'offres, avec notamment, en 2022 :

- État du Queensland : poursuite de plusieurs appels d'offre par CleanCo, Stanwell et CS Energy suite au lancement d'un fonds de 2,0 milliards de dollars australiens dédié aux investissements liés à la transition énergétique ;
- État de la Nouvelle-Galles du Sud : le lancement d'une feuille de route prévoyant 10 GW de renouvelables d'ici 2030 et le lancement du premier appel d'offre (LTESA) fin 2022 ;
- État de Victoria : la conclusion de l'appel d'offre (VRET2) pour 600MW par l'Etat de Victoria et l'annonce d'une cible de 6,3 GW de stockage d'ici 2035 ;
- État de Canberra : le lancement d'un appel d'offres pour 250 MW de batterie sur 2022-23.

Certains grands groupes australiens et multinationales, à l'image de BHP (groupe minier), Telstra (télécommunications), Coles (grande distribution) ou encore Microsoft et Amazon, ont également lancé des appels d'offres en vue de couvrir leur consommation énergétique par le biais d'accords bilatéraux d'acquisition d'énergie auprès de générateurs d'énergies renouvelables.

Capacités de production électrique

En novembre 2022, la capacité électrique installée sur le NEM, était d'environ 59,7 GW, comprenant des capacités de charbon (22,7 GW), de gaz naturel (11,7 GW), hydrauliques (8,0 GW), éoliennes (9,7 GW), solaires (6,1 GW) et autres (1,5 GW).

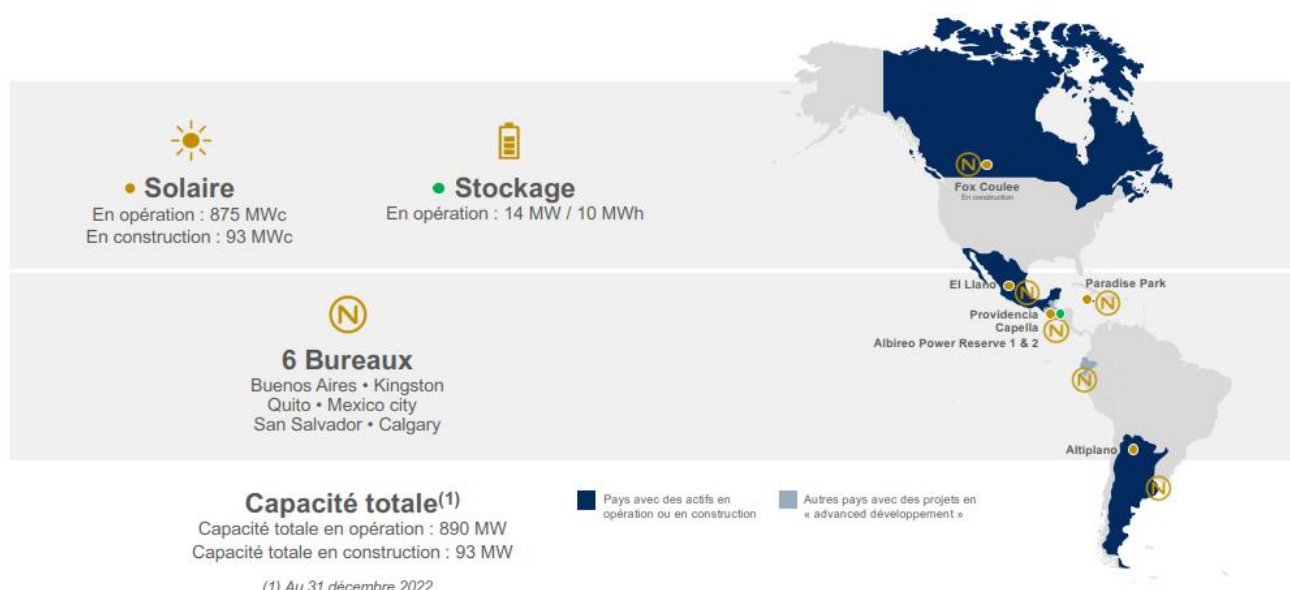
Capacité installée par technologie (en MW)

Charbon	22 705
Gaz	11 724
Hydraulique	7 992
Eolien	9 737
Solaire	6 080
Autres	1 478
TOTAL	59 716

Source : AEMO (Données novembre 2022).

À horizon 2030, les unités éoliennes et solaires devraient respectivement représenter 31 GW et 12,3 GWc de capacités installées, soit un accroissement de 20,8 GW et 4,1 GWc sur la période (Source : Baringa, Q3, 2022).

1.3.3.3 AMERIQUES



A. PRINCIPAUX MARCHES NATIONAUX

6. SALVADOR

Neoen a été créé au Salvador en 2014 pour développer des installations photovoltaïques et des solutions de stockage. Au 31 décembre 2022, le portefeuille du Groupe au Salvador était composé de :

- 3 projets solaires pour 241 MWc en opération ;
- 3 projets de stockage pour 14 MW / 10 MWh en opération ;
- 1 bureau, situé à San Salvador et un total de 10 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Le marché de l'électricité du pays a été entièrement libéralisé en 1996 avec la promulgation de la loi générale sur l'électricité, qui a établi les bases et les règles d'un marché libre, qui compte désormais 30 sociétés de production en septembre 2022. Les seuls producteurs appartenant à l'État sont la *Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa* (CEL), LaGeo, et ses filiales, qui gèrent l'ensemble de la capacité hydroélectrique, l'ensemble de la capacité géothermique et une partie de la capacité thermique connectée au réseau du Salvador, et représentent 31 % de la capacité opérationnelle du pays.

Le Conseil national de l'énergie (CNE) a publié une politique énergétique nationale actualisée pour l'horizon 2020-2050. Ce plan, qui envisage des mises à jour du plan 2010-2024, maintient le rôle principal du secteur privé dans les projets d'infrastructure électrique et approfondit son soutien aux énergies renouvelables en établissant, entre autres, les objectifs spécifiques suivants :

- atténuer les risques de pénurie d'énergie liés à la forte dépendance à l'égard des produits pétroliers, à l'impact du changement climatique et aux situations d'urgence nationales ;
- atteindre les objectifs nationaux d'atténuation et d'adaptation au changement climatique et de développement durable correspondant au secteur énergétique adoptés dans les accords et traités internationaux.

Le plan vise un secteur de l'électricité doté d'un cadre réglementaire et institutionnel moderne qui renforcera la compétitivité du secteur, facilitera le recours au stockage de l'électricité et favorisera l'utilisation des technologies numériques pour gérer la demande d'électricité, entre autres domaines.

La nouvelle *Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas* concentrera les responsabilités de la CNE et de la *Dirección de Hidrocarburos y Minas* sous la tutelle du ministère de l'Économie pour lequel une commission transitoire a été formée en octobre 2022.

Capacités de production électrique

Au 30 juin 2022, la capacité totale installée au Salvador était de 2 830 MW (contre 2 080 MW au 31 décembre 2021).

Capacité installée par technologie (en MW)

Thermique	1 137
Hydraulique	552
Bioénergie	299
Géothermie	204
Solaire	214
Eolien	54
Production distribuée	370
TOTAL	2 830

Source: *Boletín Estadísticas Eléctricas 1^{er} Semestre 2022 (SIGET)*

Selon le plan d'expansion du *Consejo Nacional de Energía* (CNE) publié en mai 2022, la demande d'électricité devrait croître à un rythme moyen de 2,7 % par an pour les quinze prochaines années.

7. ARGENTINE

Neoen a été créé en Argentine en 2017. Au 31 décembre 2022, le portefeuille du Groupe en Argentine était composé de :

- 1 projet solaire pour 208 MWc en opération ;
- 1 bureau, situé à Buenos Aires et un total de 6 collaborateurs.

Contexte réglementaire

La stratégie du gouvernement dans sa lutte contre le changement climatique à horizon 2030 s'appuie sur les points suivants :

- renforcer l'efficacité énergétique : réduire la consommation de gaz et d'électricité de 8,5 % d'ici à 2030 ;
- promouvoir les sources d'énergie peu émettrices de gaz à effet de serre : réduire de 50 % l'intensité en carbone du mix électrique argentin et encourager la génération distribuée (petites centrales solaires connectées au réseau de distribution) pour atteindre 1 GW en 2030 ;
- encourager la transition de certains dérivés du pétrole vers le gaz ;
- développer des compétences techniques nationales ;
- renforcer la résilience du réseau électrique de transmission et de distribution ;
- développer l'hydrogène comme nouveau vecteur énergétique à grande échelle.

En mai 2016, le gouvernement a ainsi lancé un programme d'appels d'offres « RenovAr » dédié au développement d'installations d'énergies renouvelables. Pour deux premiers tours du programme RenovAr, une capacité totale de 2 424 MW et de 2 043 MW respectivement a été allouée.

Au troisième tour du programme dit « MiniRen » – nommé ainsi en raison des capacités réduites qu'il permet de proposer –, près de 260 MW de capacité additionnelle a été adjudiquée en août 2019.

Enfin, le parlement argentin a voté en 2017 la résolution 281/2017 régulant le marché des énergies renouvelables (dit marché « MATER »). Cette loi contraint les grands consommateurs d'électricité à acheter, via des contrats bilatéraux avec des développeurs ou bien auprès de CAMMESA, un pourcentage d'électricité d'origine renouvelable équivalent aux objectifs nationaux de pénétration du renouvelable.

Alberto Fernandez, élu président de l'Argentine lors des élections de 2019, n'a pas bouleversé les lignes directrices de la politique énergétique ni modifié le cadre réglementaire.

En août 2020, le Secrétariat de l'Energie est passé sous la direction du Ministère de l'Economie, témoignant de la volonté du gouvernement de faire du secteur énergétique un apporteur de devises étrangères.

Enfin, Alberto Fernandez s'est publiquement prononcé en faveur du développement des énergies renouvelables dans le pays, sans pour autant que son gouvernement n'ait élaboré de nouveaux plans spécifiques.

Depuis 2021, du fait des difficiles conditions macroéconomiques, aucune mesure majeure visant à dynamiser le marché des énergies renouvelables n'a été prise. Si la participation des énergies renouvelables dans le mix électrique argentin a sensiblement augmenté, c'est le fait de la mise en opération de plusieurs parcs solaires et éoliens issus des appels d'offres précédents, y compris le projet solaire de Neoen.

Dans un document publié en octobre 2021, le gouvernement argentin présentait sa feuille de route à horizon 2030 concernant la transition énergétique, et confirmait qu'aucun appel d'offres public n'était prévu. Concernant l'intégration croissante des énergies renouvelables, deux scénarios possibles étaient mis en avant :

- REN 20 : atteindre 20 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique en 2030. Apporter 8 700 MW de capacité additionnelle jusqu'en 2030, dont 3 375 MW d'énergies renouvelables ;
- REN 30 : atteindre 30 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique en 2030. Apporter 11 875 MW de capacité additionnelle jusqu'en 2030, dont 6 650 MW d'énergies renouvelables.

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement compte principalement sur :

- la mise en service de capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, adjudiquées lors de précédents appels d'offres RenovAr et MATER (1 650 MW) mais pas encore construites ;
- le développement et la mise en service de nouvelles capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, à travers des initiatives privées dans le cadre du mécanisme MATER (3 375 à 6 650 MW) ;

- le développement et la mise en service de nouvelles capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en génération distribuée, connectées au réseau de distribution (1 000 MW) ;
- la mise en service de nouvelles capacités de production d'électricité hydrauliques (2 220 MW) ;
- des investissements massifs (5 575m USD) portant sur la construction de nouvelles capacités de transmission (lignes électriques).

Aucun appel d'offres public n'étant prévu à moyen-terme, la croissance des énergies renouvelables est désormais tirée par les contrats entre acteurs privés, à travers le marché MATER. Cette croissance reste toutefois contrainte par la congestion des lignes à haute tension, qui limite les perspectives de développement à grande échelle. En 2022, le gouvernement a mis fin aux contrats de plusieurs projets adjudiqués lors des Appels d'Offres RenovAr qui n'avaient jamais débuté leur construction, faute de financement. Cela a permis de libérer plus de 700 MW sur le réseau de transmission, lesquels ont été aussitôt mis à disposition du marché MATER, sur lequel les développeurs se font concurrence pour réserver la capacité disponible.

Le manque de capacité sur le réseau de transmission incite également les développeurs solaires à s'intéresser aux projets de petite taille (souvent inférieurs à 1 MW), connectés directement au réseau de distribution. Au niveau provincial comme national, les autorités travaillent à la mise en place d'une régulation favorable au développement de cette génération distribuée.

En octobre 2022, le Secrétariat à l'Energie a précisé les axes de la politique énergétique et les priorités budgétaires pour l'année 2023. Les priorités affichées sont :

- la promotion du secteur des hydrocarbures (notamment du gisement de Vaca Muerta), qui représente une potentielle source d'exportations et de devises étrangères ;
- la diversification de la matrice énergétique et le renforcement du réseau de transmission à moyenne et haute tension ;
- la promotion de l'efficacité énergétique ;
- la réorientation de la politique de subventions énergétiques.

Capacités de production électrique

A fin 2022, la capacité installée totale électrique (43 GW, sans évolution depuis fin 2021) est composée de capacités thermiques (59 % comme à fin 2021), hydrauliques (25 %, comme à fin 2021), nucléaires (4 %, comme à fin 2021) et des sources renouvelables non hydrauliques (12 %). Très peu de nouvelle capacité de production a été mise en opération en 2022 en Argentine.

Dans sa feuille de route énergétique à horizon 2025, le gouvernement argentin a pour objectif d'augmenter la capacité installée totale de 14 GW par rapport à 2017 (36 GW). Cet accroissement doit se décomposer de la façon suivante : + 10 GW d'énergies renouvelables non hydrauliques, + 2,5 GW de capacité thermique, + 1,5 GW de capacité hydraulique et + 0,6 GW de capacité nucléaire.

Capacité installée par technologie (en MW)

Thermique	25 275
Hydraulique	10 834
Renouvelable	5 044
Nucléaire	1 755
TOTAL	42 909

Source : CAMMESA (Données 2022).

8. MEXIQUE

Neoen a été créé au Mexique en 2013. Au 31 décembre 2022, le portefeuille du Groupe au Mexique était composé de :

- 1 projet solaire pour 375 MWc en opération ;
- 1 bureau, situé à Mexico City et un total de 15 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Au Mexique, la demande d'électricité a connu une croissance de près de 3 % (CAGR) au cours de la dernière décennie jusqu'en 2019, en lien avec le développement économique et à la croissance démographique du pays. En raison du COVID-19, la croissance économique et la croissance de la demande ont diminué en 2020. Bien que la reprise économique prenne de nombreuses années, la demande en électricité s'est avérée résiliente puisqu'elle a déjà rebondi et même augmenté par rapport à ses niveaux de 2019.

Le marché de l'électricité mexicain se caractérise par une forte dépendance à l'égard des centrales CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*), qui fonctionnent au gaz naturel - principalement importé des États-Unis - ainsi que des centrales électriques conventionnelles (charbon et autres combustibles fossiles) et hydroélectriques. Les énergies renouvelables ont parallèlement fortement augmenté au cours des cinq dernières années.

En 2013, la réforme du secteur de l'énergie a permis :

- la libéralisation de la production d'électricité et des activités de vente au détail ;
- la création d'un opérateur système indépendant (ISO), le Centre National de Contrôle de l'Énergie (CENACE) ;
- la segmentation de l'entreprise publique Comisión Federal de Electricidad (CFE) en plusieurs entités indépendantes ;
- la structuration d'une place de marché de l'électricité basée sur les coûts et répartie en périodes (marché journalier et marché en temps réel) ;
- la mise en place de sous-marchés pour le commerce de produits liés à l'électricité tels que la capacité, les certificats d'énergie propre (Certificados de Energía Limpia) et les services auxiliaires.

Cette réforme a également abouti à l'établissement de nouveaux objectifs concernant le développement des énergies renouvelables. En effet, celles-ci devraient représenter 35 % du mix énergétique mexicain en 2024. Par ailleurs, 50 % de la production d'électricité devrait être réalisée à partir de sources renouvelables d'ici 2050. Pour soutenir ces ambitions, la réforme de 2013 a également permis :

- la mise en place d'une réglementation autorisant les producteurs à conclure des contrats bilatéraux à long terme avec des fournisseurs qualifiés ;
- la création de certificats d'énergie propre (CEL), dont l'objectif est d'augmenter la demande en électricité produite à l'aide de technologies propres ;
- l'organisation d'une série d'appels d'offres publics conduisant à la signature de contrats d'achat d'électricité à prix fixe et à long terme.

Suite à la réforme de 2013, la capacité installée dans le système interconnecté a augmenté de 26 GW, passant de 64 GW à 90 GW entre 2016 et 2021. La capacité renouvelable privée (éolienne et solaire) a augmenté de 12 GW au cours de cette période pour représenter une part de 16 % (contre 4 % en 2016).

Depuis 2018, le président Andrés Manuel López Obrador (AMLO) appelle à renforcer les compagnies nationales de pétrole et d'électricité, principalement CFE. Le gouvernement a déclaré publiquement qu'il souhaitait en priorité :

- éviter toute hausse des tarifs réglementés de l'énergie au-delà de l'inflation ; et
- maintenir la part de la production d'électricité de la CFE au-dessus de 54 % de la production totale d'électricité.

Pour atteindre ces objectifs le gouvernement mexicain a pris diverses mesures, comme le montre la liste ci-dessous. La législation adoptée par l'administration AMLO a été suspendue par les tribunaux en réponse aux injonctions du secteur privé. Les nouvelles lois ont été jugées inconstitutionnelles.

- Janvier 2019 : annulation du 4ème appel d'offres public relatif aux énergies renouvelables – effectif ;
- Janvier 2019 : annulation des ventes aux enchères de lignes de transmission – effectif ;
- Octobre 2019 : modification des règles d'attribution des CEL pour inclure les anciennes centrales « propres » (hydrauliques et nucléaires) détenues par la CFE – suspendu en justice ;
- Avril 2020 : résolution du CENACE sur la sécurité du réseau dans le contexte de COVID-19 impliquant la suspension des test pré-opérationnels de toutes les centrales éoliennes et solaires mexicaines – suspendu en justice ;
- Mai 2020 : instauration d'une politique de fiabilité par le ministère de l'énergie mexicain (Secretaría de Energía de México - SENER) – suspendu en justice ;
- Juillet 2020 : publication par le SENER de la planification du secteur de l'énergie 2020-2024 – suspendu en justice ;
- Février 2021 : adoption d'une nouvelle loi réformant la loi sur l'industrie de l'énergie, qui accorde à la société d'État CFE la priorité de distribution de l'électricité produite par les centrales électriques privées - suspendue en justice.

En septembre 2021, le Président a proposé une réforme constitutionnelle radicale visant à revenir sur la réforme constitutionnelle de 2013. La proposition du gouvernement prévoit, entre autres :

- l'élimination du régulateur indépendant (CRE) et du gestionnaire de réseau indépendant (CENACE) ;
- l'annulation de tous les permis et contrats de production d'électricité détenus par le secteur privé, avec effet immédiat ;
- l'élimination des certificats d'énergie renouvelable qui résultent du système de plafonnement et d'échange mis en place à la suite de la réforme de 2013 ;
- la limitation de la participation du secteur privé à 46 % de la production totale d'électricité.

Pour faire adopter la réforme, le gouvernement devait obtenir un vote en sa faveur à hauteur des 2/3 du Parlement.

En avril 2022 la réforme constitutionnelle a été soumise au Parlement où elle n'a recueilli que 275 votes pour et 223 contre, c'est-à-dire moins de deux tiers de votes en faveur de cette réforme. En conséquence, cette réforme constitutionnelle a été rejetée légalement.

Dans le cadre du traité de libre commerce entre le Mexique, les États-Unis et le Canada (T-MEC), en juillet 2022, les gouvernements respectifs de ces deux derniers pays ont commencé une querelle légale contre le Gouvernement mexicain avec l'argument que la politique énergétique de l'administration actuelle, appliquée à partir de 2019, viole les engagements de l'État mexicain auprès du T-MEC, en particulier ceux concernant l'accès au marché, l'investissement et les entreprises publiques.

Il est prévu que le litige soit résolu dans un délai de 18 mois.

Capacités de production électrique

Au Mexique, l'électricité est encore largement produite à partir d'énergie fossile (notamment le gaz naturel importé des États-Unis). A fin 2021, la capacité de production totale du Mexique était de 86,1 GW pour une demande estimée à 322,5 TWh en 2021 (PRODESEN 2022).

Capacité installée par technologie (en MW)

Cycle combiné	33 640
Pétrole	16 238
Hydraulique	12 614
Eolien	6 977
Solaire	5 955
Production décentralisée	5 463
Charbon	2 305
Cogénération efficiente	2 031
Nucléaire	1 608
Géothermie	976
Bioénergie	378
TOTAL	88 185

Source : Prodesen 2022 (Données 2021).

9. PROVINCE D'ALBERTA, CANADA

Neoen s'est implanté en Alberta en 2022. Au 31 décembre 2022, la présence du Groupe en Alberta reposait sur :

- 1 projet solaire pour 93 MWc en construction ;
- 1 bureau de développement, situé à Calgary, et un total de 5 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Le Canada est un Etat fédéral, dans lequel la responsabilité de structurer et réglementer l'industrie de l'électricité revient aux provinces, en vertu de leur compétence constitutionnelle en matière de ressources naturelles et d'énergie électrique. Si la majorité d'entre elles fonctionnent avec des entreprises publiques verticalement intégrées (génération, transport et distribution), l'Alberta possède un marché de l'électricité dérégulé et encourageant la concurrence pour les activités de génération.

L'Alberta fut ainsi la première province canadienne à adopter un marché de l'électricité, en 1996. A partir de cette date, la province est progressivement passée d'un modèle verticalement intégré à un marché *energy-only* dérégulé et supervisé par l'Alberta Electric System Operator (AESO). L'Alberta compte aujourd'hui environ 16,5 GW de capacité installée, détenue par des entreprises privées. L'électricité générée est vendue sur le marché *spot* de l'électricité, qui est opéré par l'AESO, dont les objectifs sont les suivants :

- exploiter de façon ouverte et concurrentielle le marché *spot*, qui existe depuis 2001 ;
- assurer l'exploitation fiable du système électrique de l'Alberta ;
- planifier et développer le réseau de transport ;
- faciliter l'accès des clients au réseau de transport.

Les activités de transport et de distribution d'électricité restent réglementées et sont gérées par des entreprises telles que AltaLink, ATCO ou Fortis.

Le NDP (*New Democratic Party*), au pouvoir en Alberta entre 2015 et 2019, avait engagé une transformation réglementaire pour créer un marché de capacité de l'électricité. Mais le retour au pouvoir de l'UCP (*United Conservative Party*), couplé aux réticences des participants à ce marché, ont mis fin à ce changement. Aujourd'hui, il n'existe plus de projets visant à changer la structure du marché *energy only* de l'Alberta. La Province conserve ainsi son système actuel dans lequel les générateurs sont payés pour l'électricité produite au prix *spot*, qui varie chaque heure en fonction de l'offre et de la demande d'électricité.

La demande d'électricité en Alberta a augmenté d'environ 2 % par an au cours des deux dernières décennies. Cette demande est soutenue par l'industrie pétrolière et gazière, qui représente environ 60 % de la consommation totale. Les activités d'extraction et d'opération de pétrole et de gaz, très consommatrices d'électricité, devraient rester le principal moteur de croissance de la demande dans le futur. L'électrification croissante d'autres industries (chauffage, transport) va également participer à la hausse de la demande électrique dans la Province.

En 2016, le gouvernement de l'Alberta a demandé à l'AESO d'élaborer et de mettre en œuvre un programme visant à développer de nouvelles capacités de production renouvelable, avec un objectif de 30 % d'électricité renouvelable d'ici à 2030. Trois séries d'appels d'offres menées entre 2017 et 2019 ont ainsi attribué 1 363 MW éoliens. Au niveau fédéral, le gouvernement promeut également la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la pénétration des énergies renouvelables dans l'ensemble du pays.

En 2022, l'AESO a publié un nouveau rapport sur les différentes voies possibles pour atteindre la neutralité carbone du système électrique albertain. Ce rapport envisage 3 scénarios possibles à horizon 2041 :

- un scénario privilégiant les sources d'énergie non-intermittentes, avec une croissance modérée des énergies renouvelables (+ 3,5 GW) et la poursuite d'investissements dans des centrales à gaz modernes. Dans ce scénario, les énergies renouvelables représenteraient 22 % de la production en 2041 ;
- un scénario intermédiaire avec une croissance importante des énergies renouvelables (+ 7 GW) et le retrait des centrales thermiques les plus polluantes, pour atteindre 35 % de la production d'électricité d'origine renouvelable ;
- un scénario avec une croissance agressive des énergies renouvelables (+ 11 GW) et du stockage (+ 5 GW) et un retrait important des centrales thermiques, pour atteindre 47 % de la génération d'origine renouvelable.

Si les gouvernements fédéral et provincial établissent des feuilles de route, l'évolution du mix électrique en Alberta reste guidée par la compétitivité du marché et les décisions d'investissement des acteurs privés. Dans le cas du renouvelable, le dernier appel d'offres public porté par l'AESO a eu lieu en 2019. Il n'existe plus aucun programme gouvernemental pour soutenir le développement des énergies renouvelables en Alberta, et leur croissance est tirée par la compétitivité du marché. Il n'existe pas non plus de programme public visant à augmenter la capacité de production à travers des appels d'offres pour d'autres technologies. De même, à l'heure actuelle, il n'y a pas de cadre réglementaire précis ou de tarif spécial favorisant les installations de stockage énergétique. Malgré la volonté politique de développer le stockage à moyen-terme pour accompagner la croissance des énergies renouvelables dans le mix électrique, c'est avant tout la compétitivité et la rentabilité de ces installations qui déterminera leur croissance à court-terme.

Les pouvoirs publics gardent toutefois un impact indirect sur l'évolution de la capacité électrique dans la mesure où des décisions politiques peuvent impacter la rentabilité des différentes technologies et donc les décisions d'investissement. L'exemple le plus marquant au Canada et en Alberta vient de la politique de décarbonation de l'économie. En effet, le gouvernement fédéral s'est engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030 et à atteindre la neutralité carbone en 2050. Afin d'atteindre ces objectifs, inscrits dans la loi depuis 2021, une tarification du carbone a été mise en place. Chaque province peut concevoir son propre système de tarification mais doit respecter des normes nationales minimales. Si une province propose un système qui ne respecte pas ces normes, le système fédéral est mis en œuvre.

Fin 2022, l'Alberta a mis à jour et prolongé la régulation TIER (Technology Innovation and Emissions Reduction) jusqu'en 2030. Cette régulation est l'adaptation provinciale des objectifs nationaux en matière de tarification du carbone. Cette mise à jour a confirmé que la tarification provinciale du carbone suivra la tarification fédérale (\$65/tCO₂ en 2023, +\$15/tCO₂ par année jusqu'à atteindre \$170/tCO₂ en 2030). Elle a aussi rendu plus stricts les objectifs à atteindre par les industries polluantes en termes de baisse des émissions de gaz à effet de serre.

Cette tarification du carbone a un impact sur les coûts opérationnels des centrales thermiques, qui doivent payer la taxe carbone ou trouver des moyens alternatifs de réduire leurs émissions (achat de certificats carbone – qui peuvent être émis par les centrales renouvelables – ou investissement dans des technologies de capture du carbone). En Alberta, la hausse de la tarification du carbone a accéléré la fermeture ou conversion de nombreuses centrales à charbon, qui représentaient encore 50 % de la production d'électricité il y a quelques années. Au contraire, les énergies renouvelables peuvent monétiser la vente de certificats carbone et ont gagné en compétitivité au cours des dernières années. Leur part dans le mix électrique albertain est donc en forte croissance : en 2021, 60 % des nouvelles capacités éolienne et solaire installées au Canada provenait d'Alberta.

Capacités et mix de production électrique

A fin 2021 en Alberta, la capacité de production électrique installée (17 GW) était composée de capacités thermiques (76 %), éoliennes (13 %), solaires (6 %) et hydrauliques (5 %). Les centrales à gaz (cycle combiné, cogénération, etc.) dominent le mix électrique albertain, qui a vu baisser considérablement la part du charbon au cours des dernières années, alors que la capacité de production renouvelable augmente rapidement.

Afin d'atteindre les objectifs de neutralité carbone fixés à l'échelle fédérale et provinciale, le mix électrique albertain devrait évoluer au cours des prochaines années. Les dernières centrales à charbon existantes devraient se reconvertir au gaz pour étendre leur durée de vie ou être définitivement fermées prochainement, alors que la capacité renouvelable devrait considérablement augmenter.

Par ailleurs de nombreuses centrales sont actuellement en construction. Deux importantes centrales à gaz ainsi que plusieurs parcs éoliens et solaires devraient ainsi entrer en opération entre 2023 et 2025.

Capacité installée par technologie (en MW)

Gaz	10 727
Charbon	1 209
Autres capacités thermiques	690
Eolien	2 217
Solaire	944
Hydraulique	893
TOTAL	16 680

Source : AESO (Données au 31/12/2021).

B. AUTRES MARCHES NATIONAUX

(i) Jamaïque

La Loi sur l'Électricité de 2015 a soutenu la politique énergétique jamaïcaine en réformant la réglementation pour privatiser et moderniser le marché national de l'électricité. En vertu de cette loi, la *Generation Procurement Entity* (GPE) a été créée pour être responsable du remplacement des anciennes capacités existantes par de nouvelles capacités de production. La GPE, logée au sein du ministère en charge de l'énergie, fonctionne en partenariat avec le régulateur *Office of Utilities Regulation* (OUR), qui portait précédemment ce mandat, et la *Jamaican Public Service* (JPS), société privée assurant le service public de génération, de transport et de distribution d'électricité. En octobre 2018, le premier ministre Andrew Holness a réhaussé l'objectif historique de 20 % de capacités renouvelables à horizon 2020, et a fixé pour cible que le mix énergétique jamaïcain comprenne 30 % d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables d'ici à 2030 et 50 % d'énergies renouvelables tout secteur confondu (incluant le transport) d'ici à 2030.

Pour atteindre ces objectifs, deux appels d'offres successifs ont eu lieu en 2012 et 2015 pour une capacité totale de 152 MW.

Le gouvernement a également développé un corpus de politiques incitatives en faveur des énergies renouvelables. À ce titre, les développeurs de projets d'énergies renouvelables peuvent bénéficier d'exemptions fiscales sur certaines importations d'équipements de production d'énergies renouvelables ainsi que de TVA.

En septembre 2019, le *Jamaica Energy Counsel* a été ré-établi avec pour objectif d'aborder les sujets de « politique énergétique, efficacité et conservation de l'énergie, communication au public, électricité, développement des ressources énergétiques, (incluant toutes les sources d'énergie notamment renouvelable) ».

En février 2020, le nouvel *Integrated Resource Plan* (IRP) a été présenté par le gouvernement, avec de nouveaux objectifs ambitieux à horizon 2037 en termes d'expansion de la génération et de pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique :

- installer 1,6 GW de nouvelle capacité, dont 1,26 GW de capacité renouvelable (solaire et éolien) ;
- atteindre 50 % de génération électrique d'origine renouvelable ;
- investir US\$7,3 milliards dans le secteur électrique à horizon 2037, dont US\$2,3 milliards pour remplacer des centrales polluantes et vieillissantes.

L'ambition de l'IRP est de réduire graduellement le coût de l'énergie, diminuer l'impact environnemental du secteur et renforcer la qualité du service en remplaçant les générateurs polluants et peu efficaces par de nouvelles capacités de génération d'électricité d'origine renouvelable.

A plus court-terme, l'objectif est de doubler la part des énergies renouvelables à horizon 2025, passant de 12 % en 2020 à 25 % en 2025, ce qui constitue un point d'étape au regard de la cible établie pour 2037. Pour cela, le gouvernement souhaite promouvoir dans les prochains mois à travers des appels d'offres organisés par JPS l'installation de 320 MW de solaire ou éolien, 120 MW de centrales à gaz, et 75 MW d'hydro et biomasse.

Enfin, certains obstacles entravant la pénétration croissante des énergies renouvelables dans le mix énergétique font actuellement l'objet de mesures correctives. L'entrée en service au second semestre 2019 d'une capacité de stockage d'environ 25 MW (batterie lithium-ion et volant d'inertie) est venue par exemple mitiger les problèmes d'instabilité du réseau constatés par la *Jamaican Public Service*.

1.3.4 CLIENTS, FOURNISSEURS ET CONTRATS DU GROUPE

1.3.4.1 CLIENTS DU GROUPE

L'électricité produite par Neoen est vendue à une variété d'entités. La grande majorité des clients directs du Groupe sont des acteurs étatiques (États ou entités contrôlées par un État) et entreprises de distribution d'électricité (*utilities*), publiques ou privées. En plus de ces clients, le Groupe vend de manière croissante une partie de l'électricité produite à des sociétés spécialisées dans le secteur de l'énergie, à des acheteurs privés, ainsi que sur les marchés de l'électricité (marchés *spot*). Dans le cadre du développement de son activité de stockage d'énergie, le Groupe vend également un nombre de services auxiliaires à des gestionnaires de réseaux et aux États.

Le tableau ci-après présente une répartition de la capacité sécurisée contractée du Groupe en MW en fonction de ses différents clients directs au 31 décembre 2022 :

Catégorie d'acheteur	Capacité (en MW)	Capacité (en %)
Distributeurs d'électricité (<i>utilities</i>)	3 524	48%
Gouvernements et acteurs étatiques	1 462	20%
Acheteurs privés	919	12%
Marché	1 451	20%
TOTAL	7 356	100%

Au 31 décembre 2022, 89 % de la capacité sécurisée du Groupe (en MW) ayant fait l'objet d'une contractualisation était attribuée à des acheteurs bénéficiant d'une notation *investment grade* à cette date.

Le tableau ci-après présente les clients principaux du Groupe pour la capacité en opération au 31 décembre 2022 :

Acheteurs	Pays	Capacité (en MW)	Capacité (en %)
EDF OA	France	974	24%
Etat de Victoria	Australie	469	12%
Territoire de la Capitale Australienne (ACT)	Australie	317	8%
Comisión Federal de Electricidad (CFE)	Mexico	239	6%
Autres (dont marchés)	-	2 052	51%
TOTAL		4 051	100%

Au 31 décembre 2022, les quatre premiers acheteurs du Groupe, qui représentaient ensemble 49 % de la capacité en opération, bénéficiaient tous d'une notation *investment grade* à cette date.

(i) Gouvernements et acteurs étatiques

Au 31 décembre 2022, environ 75 % de la capacité sécurisée du Groupe (en MW) était vendue dans le cadre de contrats résultant d'appels d'offres publics (et dispositif à guichet ouvert ou tarifs réglementaires).

De nombreux pays dans le monde tendent à limiter leur empreinte carbone et à réduire leur consommation d'énergie. À ce titre, les gouvernements ont joué un rôle de premier plan pour favoriser les investissements dans les énergies renouvelables. En effet, les gouvernements et acteurs étatiques bénéficient d'une compréhension plus sophistiquée des technologies et des exigences en matière d'énergies renouvelables et disposent de l'autorité pour adopter des mesures en faveur du développement d'infrastructures de grande envergure. Historiquement et encore aujourd'hui, les entités publiques disposent de ressources et présentent des garanties de solvabilité dont ne peuvent bénéficier les acheteurs privés, ce que recherche le Groupe pour ses contreparties.

Ainsi, et même si les énergies renouvelables ne sont désormais plus subventionnées sur de nombreux marchés du fait de leur compétitivité, les gouvernements et acteurs étatiques demeurent des acteurs clés et des clients privilégiés en matière d'énergies renouvelables, notamment grâce à leur capacité à s'engager à long terme.

(ii) Distributeurs d'électricité (*utilities*)

Selon le marché, les distributeurs d'électricité peuvent être des entités publiques ou privées.

En France, l'électricité est vendue soit directement à EDF OA qui assure la gestion des contrats d'achat d'énergie, dans le cadre réglementaire de l'obligation d'achat, soit à des agrégateurs. Dans cette situation, le Groupe conclut un contrat de vente d'électricité prévoyant un mécanisme de contrat pour différence (*contract for difference*) par lequel le Groupe vend l'électricité sur le marché par l'intermédiaire de l'agrégateur et reçoit (ou paie selon le cas) un complément de rémunération de la part d'EDF OA couvrant la différence entre le prix du marché (marché *spot*) et le tarif de référence prévu dans le contrat d'achat.

En Australie, le Groupe vend directement l'électricité sur le marché et conclut un contrat pour différence avec les contreparties étatiques, ou avec des distributeurs d'électricité privés du secteur.

(iii) Acheteurs privés

Au fur et à mesure de la diminution du coût et de la prise de conscience par les entreprises des avantages des énergies renouvelables, le Groupe estime qu'un marché de vente d'énergies renouvelables a vocation à se développer auprès d'acheteurs privés. L'utilisation des énergies renouvelables permet à ces entreprises de réduire leurs coûts ainsi que le coût du risque de variation du prix de l'électricité, en plus des retombées en termes d'image. Même si le volume contractualisé par des acheteurs privés est encore limitée par rapport à celui de contreparties étatiques, le Groupe estime que cette proportion a vocation à s'accroître. À ce titre, le Groupe s'estime bien placé pour entrer en relation avec ces nouveaux clients, du fait de son très bon positionnement sur les marchés sur lesquels il opère en tant que producteur indépendant d'énergies renouvelables, de son modèle *develop-to-own*, qui assure aux acheteurs privés potentiels d'avoir un seul et même interlocuteur sur toute la durée de vie de leur contrat d'achat de l'électricité produite et de son expérience déjà substantielle auprès de grands acheteurs privés reconnus par exemple en Finlande ou en Australie. En 2021 et 2022, Neoen a poursuivi l'enrichissement de son portefeuille d'acheteurs privés avec :

- la signature de trois *power purchase agreement (PPA)* en Finlande avec Equinix, le fournisseur de services au cœur de l'infrastructure numérique mondiale ;
- la conclusion, pour une durée de 7 ans, d'un contrat innovant de batterie virtuelle avec AGL Energy, un des leaders australiens de la production et distribution d'électricité, pour fournir 70 MW / 140 MWh de capacité virtuelle de stockage dans la région de la Nouvelle-Galles du Sud du National Electricity Market australien ;
- la signature avec le Groupe minier BHP de son premier contrat de fourniture d'électricité en continu (*baseload contract*) pour 70 MW en Australie-Méridionale, qui lui permettra de fournir de l'énergie 24h/24 et 7j/7, en s'appuyant à la fois sur son parc éolien de Goyder South Stage 1B, sur sa batterie de Blyth et sur son expertise en *energy management* ;
- la signature en Australie de contrats de vente d'électricité éolienne avec l'énergéticien du Queensland Stanwell, avec le distributeur Flow Power ou avec l'industriel Frew Group ;
- la signature avec le Groupe de prêt à porter H&M d'un contrat de fourniture d'électricité solaire en Suède, le plus important conclu à ce jour dans le pays ;
- la signature avec l'industriel Coveris d'un contrat de fourniture d'électricité éolienne à hauteur de 36 MW en Suède ;
- la signature d'un premier contrat de vente d'électricité en France avec l'opérateur d'infrastructures et de réseaux numériques TDF à partir de deux fermes solaires.

(iv) Vente sur le marché de l'électricité (marché *spot*)

Sur certains marchés libéralisés (Australie, Finlande, Irlande, Mexique, Salvador, France), le Groupe complète les revenus qu'il tire de ses contrats de vente d'électricité, qui constituent l'essentiel de ses revenus, par des ventes d'électricité (i) sur les marchés *spot*, en particulier sur les marchés où l'électricité d'origine renouvelable est en deçà de la parité réseau et peut être vendue avec un bénéfice significatif ou (ii) au titre de contrats de vente d'électricité à court terme dont les prix fixes excèdent généralement ceux prévus par les contrats de vente d'électricité à long terme. Le Groupe vend de l'électricité sur le marché *spot* ou au titre de contrats court terme pour les raisons suivantes :

Revenus générés avant la date de début des opérations de commercialisation. Le Groupe génère un chiffre d'affaires au titre de la production initiale d'électricité de certaines de ses installations avant qu'elles ne soient pleinement opérationnelles. C'est notamment le cas pour les parcs éoliens du Groupe, où les éoliennes sont progressivement raccordées et où une ou plusieurs éoliennes peuvent commencer à produire de l'électricité avant que l'intégralité du parc éolien n'atteigne sa date de début des opérations de commercialisation (*commercial operation date* ou COD). Au cours de cette période, le Groupe peut vendre sur le marché *spot* l'électricité produite par les éoliennes déjà mises en service, en attendant le raccordement des autres installations.

Par ailleurs, pour des raisons stratégiques et de calendrier, il arrive que le Groupe démarre ses contrats de vente d'électricité après la date théorique de mise en service. Cela lui permet à la fois de se donner de la marge en cas de retard dans les délais de construction, tout en tirant parti de la prévisibilité relative des prix du marché *spot* pendant une période déterminée avant la prise d'effet du contrat de vente d'électricité, lorsque le prix de marché dépasse le prix des contrats de vente d'électricité.

Complément aux revenus tirés des contrats de vente d'électricité. Le Groupe construit ses centrales avec une capacité optimale adaptée au terrain, qui dépasse parfois les capacités contractuelles vendues par des contrats de gré à gré. Le Groupe complète donc ses revenus contractuels par la vente des capacités supplémentaires sur le marché.

Par ailleurs, sur certains marchés, le Groupe tire des revenus complémentaires de la vente de certificats verts (LGCs en Australie, CELs au Mexique, GOOs en Europe), qui peuvent être couplés ou distincts de la vente d'électricité. Ainsi une contrepartie peut souhaiter n'acheter que les certificats verts, auquel cas l'énergie sera vendue sur le marché, ou à l'inverse souhaiter n'acheter que l'électricité, auquel cas les certificats peuvent être vendus séparément.

Mobilisation d'une capacité de stockage excédentaire. Sur certains marchés dont la structure le permet, le Groupe fournit des services liés aux installations de stockage, sources de revenus indépendants, décrits au paragraphe 1.3.2.3 « Stockage d'énergie » du présent Amendement.

1.3.4.2 CONTRATS DE VENTE D'ELECTRICITE

Le Groupe vend l'électricité produite par ses installations soit (i) dans le cadre de contrats de vente d'électricité principalement conclus avec des contreparties étatiques ou des distributeurs d'électricité (*utilities*), ainsi qu'auprès d'un nombre limité d'acheteurs privés, soit (ii) sur le marché *spot* aux prix de marché ou dans le cadre de contrats à court terme, soit (iii) dans le cas de certificats verts, à terme ou au *spot* dans le cadre d'accords bilatéraux. Les principales caractéristiques de ces contrats sont résumées ci-dessous.

Contrats de livraison d'électricité

Une grande partie des ventes d'électricité du Groupe correspond à la cession de l'électricité à un prix fixe au MWh. Ces contrats, principalement remportés post-procédure d'appels d'offres ou à travers des guichets ouverts, proposent un tarif d'achat sur des durées pouvant aller de 15 ans (éolien français historique) à 20 voire 25 ans. Ce prix peut être le résultat de l'appel d'offre ou un prix fixé à l'avance par voie réglementaire, avec une éventuelle indexation sur l'inflation. Il est indépendant du prix du marché électrique. Le tarif payé peut ou non inclure les certificats verts associés.

Dans ce cadre, chaque centrale livre l'électricité produite directement ou indirectement à la contrepartie, qui s'occupe de gérer les interfaces avec le marché électrique, et le Groupe se limite à optimiser la production.

Cette solution est la plus simple. Elle s'applique en particulier pour les contrats les plus anciens ou dans les pays où le marché électrique est moins développé. Elle s'applique aussi à certains *corporate PPAs* comme ceux conclus avec Google en Finlande ou TDF en France.

Le Groupe a aussi contractualisé avec des agrégateurs afin de bénéficier d'un prix fixe de l'électricité sur plusieurs mois. Il s'agit dans ce cas plus de couvertures de court terme contre la volatilité des prix de l'électricité (*hedges*) que de *corporate PPAs*.

Contrats pour différence

Le secteur des énergies renouvelables étant devenu de plus en plus mature, un nombre croissant d'appels d'offres ou de *PPAs* visés actuellement par le Groupe propose la conclusion de contrats pour différence (*contract for difference*). Le premier projet du Groupe bénéficiant d'un contrat pour différence est entré en opération en 2016.

Dans une configuration de contrat pour différence, le Groupe conclut un contrat de vente d'électricité à long terme (entre 10 et 20 ans, parfois entre 5 et 10 ans) à prix fixe (le « tarif de référence ») avec une contrepartie importante et pérenne, comme EDF OA en France. Contrairement aux contrats avec tarif d'achat obligatoire, le Groupe vend l'électricité qu'il produit sur le marché *spot* au lieu de la vendre directement à la contrepartie. La contrepartie au contrat pour différence paie au Groupe la différence entre le tarif de référence et le prix de marché. Si le prix de marché est plus élevé que le tarif contracté, c'est le Groupe qui rémunère la contrepartie. Dans ce cadre, les énergies renouvelables échangent une partie de la valeur de marché de l'électricité contre une garantie de prix long terme pour pouvoir lever de la dette.

Cette structure contractuelle crée donc deux ou trois composantes distinctes de rémunération pour le Groupe :

- les revenus provenant des ventes d'électricité sur le marché (par l'intermédiaire d'un agrégateur) au prix de marché ; et
- les revenus (ou coûts) provenant des compléments de rémunération payés par (ou reversés à) la contrepartie correspondant à la différence entre le tarif de référence et le prix de marché ;
- dans certains cas, les revenus provenant de la vente des certificats verts qui peuvent être inclus dans le contrat pour différence ou vendus séparément.

Il existe de nombreuses variantes pour ces contrats, en particulier concernant le prix de marché de référence (qui peut même être un prix de marché théorique plutôt que le prix réel de l'électricité produite), la gestion des différents frais liés à la vente de l'électricité sur le marché (coûts de l'agrégateur), ou l'indexation (partielle ou totale) à l'inflation. Dans certains cas, le tarif contracté peut être dépendant du prix de l'électricité (avec un minimum garanti).

Ces contrats de vente d'électricité concernent l'intégralité ou un pourcentage de la production de la centrale électrique. Le Groupe ne prend donc pas de risque sur le profil de production (car seule l'électricité produite est vendue). Il peut cependant avoir des engagements de disponibilités minimums, mais ces derniers sont, dans leur vaste majorité, plus faibles que les engagements pris par les mainteneurs.

Dans le cas de ces contrats, l'acheteur ne cherche pas à obtenir l'électricité mais souhaite couvrir son exposition à la volatilité des prix de marché de l'électricité et éventuellement bénéficier des garanties d'origine associées à la production d'énergie renouvelable. Il y a donc dissociation entre le flux physique de l'électricité et le flux financier. On parle de « PPA Virtuels » ou « PPA financiers ».

C'est par exemple le cas des contrats signés avec Equinix en Finlande ou H&M en Suède. L'électricité et les garanties d'origines seront produites par les centrales de Neoen en Finlande ou en Suède mais la consommation électrique des clients pourra intervenir dans d'autres pays d'Europe. Seules les garanties d'origine associées à la production d'électricité seront livrées physiquement au client, qui sera par ailleurs payeur /releveur de la différence entre les prix de marché de l'électricité constaté et le prix contractuel.

Autres contrats structurés

Fort de l'expertise de ses équipes d'*Energy Management* en Europe et en Australie, le Groupe a aussi signé des contrats plus élaborés que la vente d'une partie de la production d'une centrale solaire ou éolienne.

En Australie, le Groupe a conclu avec BHP son premier contrat de fourniture d'électricité en continu (*baseload contract*) pour 70 MW en Australie-Méridionale, qui lui permettra de fournir de l'énergie 24h/24 et 7j/7, en s'appuyant à la fois sur son parc éolien de Goyder South Stage 1B, sur sa batterie de Blyth et sur son expertise en *energy management*.

Ce contrat est donc :

- un contrat pour différence entre un prix fixe et le prix de l'électricité en Australie-Méridionale, sur un volume fixe et constant et pas uniquement sur une quote-part des volumes produits par la centrale éolienne.
- un contrat ferme de livraison des garanties d'origine (LGC) avec un engagement de produire ces garanties prioritairement à partir de la centrale éolienne.

Ce PPA de 70 MW correspond dans les faits à 85% de la production du Stage 1B de la centrale de Goyder South. La batterie permet de prendre des positions sur le marché électrique afin de couvrir l'exposition que le Groupe encourt en garantissant un prix 24h/24 alors que la centrale éolienne est intermittente.

D'autres contrats ont été structurés par le Groupe autour de ses installations de stockage et en particulier :

- des contrats long terme pour que les batteries fournissent un service au réseau, par exemple les services de régulation de fréquence ou le service d'inertie. De tels contrats ont été signés avec la batterie Hornsdale Power Reserve en Australie, ou dernièrement avec les batteries Victorian Big Battery, Blyth et Western Down Storage ;
- des contrats pour fournir des services d'urgence (« SIPS »), dans lesquels la batterie se tient disponible pour injecter rapidement dans le réseau en cas d'incident. C'est le cas par exemple de la Victorian Big Battery, ou sur une partie de l'année 2022 de la batterie finlandaise Yliskäla Power Reserve ;
- du contrat de « Virtual Battery » signé avec l'électricien AGL dans lequel Neoen offre la capacité de charger ou de décharger une batterie virtuelle, à travers un contrat financier, et se couvre ensuite avec un actif physique.

Le Groupe croit que son expertise en *Energy Management* permettra de se différencier sur le long terme et d'offrir à ses clients un service plus proche de leurs besoins.

1.3.4.3 CONTRATS ET FOURNISSEURS SIGNIFICATIFS

Les contrats les plus importants conclus par le Groupe sont les contrats pour différences (*contracts for difference*), les contrats de vente d'électricité décrits ci-dessus, les contrats de conception, fourniture et installation (contrats EPC) ainsi que les contrats d'opération et de maintenance (contrats O&M) et les contrats de financement des installations, conclus avec plusieurs prêteurs, décrits au paragraphe 2.5.2 du présent Amendement.

Le Groupe a conclu ces conventions avec différentes contreparties et ne se trouve dans une situation de dépendance à l'égard d'aucune d'entre elles. Comme indiqué au paragraphe 2.5.2 du présent Amendement, le Groupe assure le financement de ses installations très majoritairement par financement sans recours. En outre, comme indiqué au paragraphe 1.3.2.2 (vi) « Opération des actifs de production » du présent Amendement, s'il n'est pas rare que le Groupe fasse appel de manière récurrente à certains prestataires EPC, il reste néanmoins flexible d'un point de vue industriel et est en mesure de sélectionner ses entrepreneurs et prestataires O&M, projet par projet, plutôt que de conclure des conventions cadres. En conséquence, le Groupe bénéficie d'une situation de dépendance limitée à l'égard de ses prestataires, en particulier en ce qui concerne les services EPC et les services O&M. Le Groupe a toutefois conclu, de façon indirecte via ses co-contractants, des contrats importants au cas par cas selon les projets.

1.3.4.4 CONTRATS IMPORTANTS

À la date du présent Amendement, aucun contrat (autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires) contenant des stipulations conférant à l'une quelconque des entités du Groupe une obligation ou un engagement important pour l'ensemble du Groupe, n'a été conclu par la Société ou toute autre entité du Groupe, à l'exception des contrats décrits à la section 1.3 « Description des activités du Groupe » et au paragraphe 1.3.4.2 « Contrats de vente de l'électricité ».

2

COMMENTAIRES SUR L'EXERCICE 2022

2.1 INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE

La section 2.1 intitulée « Indicateurs alternatifs de performance et données opérationnelles » du Document d'Enregistrement Universel 2021 est amendée et complétée par ce qui suit, pour ce qui concerne l'exercice 2022 :

Le Groupe présente, en complément des mesures IFRS, plusieurs indicateurs supplémentaires : l'EBITDA ajusté, l'EBIT ajusté, le résultat net ajusté de l'ensemble consolidé, la dette nette et le ratio de levier. Ces mesures ne sont pas des indicateurs prévus par les normes IFRS et n'ont pas de définitions standardisées. Par conséquent, les définitions utilisées par le Groupe pourraient ne pas correspondre aux définitions données à ces mêmes termes par d'autres sociétés. Ces mesures ne doivent pas être utilisées à l'exclusion ou en substitution des mesures IFRS. En particulier, la dette nette ne doit pas être considérée comme un substitut à l'analyse de la dette financière brute et de la trésorerie et équivalents de trésorerie tels que présentés selon les normes IFRS.

Le Groupe a été amené à signer progressivement des contrats d'achat d'électricité de moyen et long terme avec des contreparties commerciales, dits « *Corporate Power Purchase Agreements* » (« *CPPA* »). Parmi ceux-ci, certains, mis en œuvre récemment, prévoient un règlement financier entre les parties et sont des instruments financiers dérivés au sens de la norme IFRS 9 « instruments financiers ». La variation de juste valeur de ces contrats, qui n'ont pas été qualifiés d'instruments de couverture, est comptabilisée en résultat opérationnel courant dans les états financiers du Groupe (se reporter aux notes 9 « autres produits et charges opérationnels courants » et 20.3 « instruments financiers dérivés »). Cette variation, associée à l'évolution des prix de marché de l'électricité, qui ont connu une volatilité exceptionnelle au cours de l'exercice 2022 dans les différentes géographies où opère le Groupe, a un caractère volatile et non maîtrisable et est appelée à s'éteindre au moment de la livraison de la production physique sous-jacente. Le Groupe a donc décidé de retraiter la variation de juste valeur de ces instruments financiers dérivés énergie (qui est par ailleurs sans incidence en trésorerie) de l'EBITDA et de l'EBIT (indicateurs alternatifs de performance retenus dans son information sectorielle) ainsi que du résultat net de l'ensemble consolidé.

2.1.1 EBITDA AJUSTE

La réconciliation entre le résultat opérationnel courant et l'EBITDA ajusté est la suivante :

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Résultat opérationnel courant	262,1	189,6	+ 72,5	+ 38%
Amortissements opérationnels courants	151,0	107,6	+ 43,3	+ 40%
Charges IFRS 2	3,8	3,2	+ 0,6	+ 20%
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(2,8)	-	- 2,8	N/A
EBITDA ajusté^(a)	414,0	300,4	+ 113,6	+ 38%

a) La notion d'EBITDA ajusté correspond au résultat opérationnel courant, qui inclut les produits nets de cessions d'actifs du portefeuille sécurisé résultant de l'activité de farm-down, retraité :

- des dotations aux amortissements opérationnels courants ;
- de la charge résultant de l'application de la norme IFRS 2 « paiement fondé sur des actions », et ;
- de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie.

2.1.2 EBIT AJUSTE

La réconciliation entre le résultat opérationnel courant et l'EBIT ajusté est la suivante :

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Résultat opérationnel courant	262,1	189,6	+ 72,5	+ 38%
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(2,8)	-	- 2,8	N/A
EBIT ajusté^(a)	259,3	189,6	+ 69,7	+ 37%

a) La notion d'EBIT ajusté correspond au résultat opérationnel courant retraité de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie.

2.1.3 RESULTAT NET AJUSTE DE L'ENSEMBLE CONSOLIDE

La réconciliation entre le résultat net de l'ensemble consolidé et le résultat net ajusté de l'ensemble consolidé est la suivante :

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Résultat net de l'ensemble consolidé	45,7	40,2	+ 5,4	+ 14%
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(2,8)	-	- 2,8	N/A
Effet impôt lié à la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	5,1	-	+ 5,1	N/A
Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé^(a)	48,0	40,2	+ 7,8	+ 19%

a) La notion de résultat net ajusté de l'ensemble consolidé correspond au résultat net de l'ensemble consolidé retraité de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie et de l'effet impôt afférent.

2.1.4 DETTE NETTE

(En millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021	Var	Var (en %)
Total dettes financières^(a)	3 509,3	2 953,4	+ 555,9	+ 19%
Investisseurs minoritaires et autres ^(b)	(40,2)	(31,0)	- 9,1	- 29%
Total dettes financières ajustées	3 469,1	2 922,4	+ 546,8	+ 19%
Trésorerie et équivalents de trésorerie ^(c)	(622,8)	(592,6)	- 30,3	- 5%
Dépôts de garantie ^(d)	(79,0)	(67,2)	- 11,8	- 18%
Instruments financiers dérivés de taux actifs ^(e)	(302,7)	(30,4)	- 272,3	x10
Total dette nette^(f)	2 464,6	2 232,2	+ 232,4	+ 10%

a) Comprend essentiellement les dettes liées au financement des projets, les composantes dettes des OCEANES et les dettes locatives qui sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA ajusté qui n'inclut pas les charges de loyers (application de la norme IFRS 16 « contrats de location »). Les dettes financières sont détaillées en section 4.1 - note 20.2 des comptes consolidés de l'exercice 2022.

b) Comprend notamment les prêts d'actionnaires octroyés aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires.

c) L'évolution du poste est détaillée au paragraphe 2.4.2.4 du présent Amendement.

d) Comprend principalement des dépôts de garantie constitués dans le cadre de financements de projets, au titre notamment de comptes de réserve du service de la dette (Debt Service Reserve Account ou DSRA), ou dans le cadre de leur construction.

e) Instruments financiers dérivés de taux ayant une valeur de marché positive. Les instruments financiers dérivés de taux dont la valeur de marché est négative figurent dans le total des dettes financières. L'évolution par rapport au 31 décembre 2021 s'explique par l'appréciation de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux, dans un contexte de remontée des taux d'intérêts forward sur l'exercice 2022 (se reporter à la section 4.1 – note 20.2 des comptes consolidés de l'exercice 2022).

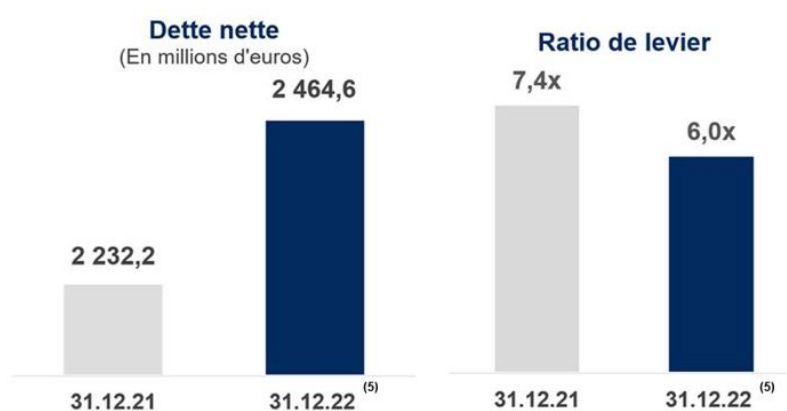
f) Au 31 décembre 2022, les disponibilités prises en compte dans le calcul de la dette nette incluent 90,3 millions d'euros, correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être à terme amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Par ailleurs, du fait de la forte hausse des taux d'intérêts forward sur l'exercice, la juste-valeur positive des instruments financiers de taux a fortement augmenté, pour atteindre 302,7 millions d'euros. En excluant ces deux éléments, à caractère temporaire, la dette nette se serait établie à 2 857,6 millions d'euros au 31 décembre 2022. Pour plus détail, se reporter à la section 4.1 – aux notes 17 et 20.2 du présent Amendement.

2.1.5 RATIO DE LEVIER

Le tableau ci-après présente le ratio de levier aux dates indiquées. Ce ratio correspond au rapport entre la dette nette et l'EBITDA ajusté (calculé sur les 12 derniers mois).

	31.12.2022 ⁽⁵⁾	31.12.2021
Ratio de levier	6,0x	7,4x

Evolution de la dette nette et du ratio de levier du Groupe



Le ratio de levier s'est amélioré de 1,4 pour passer de 7,4x en 2021 à 6,0x en 2022. Cette amélioration s'explique par une progression de l'EBITDA ajusté (+ 113,6 millions, soit + 38 %) plus rapide que celle de la dette nette (+ 232,4 millions, soit + 10 %). Celle-ci a notamment bénéficié de la croissance significative de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux actifs, sous l'effet de la forte hausse des taux d'intérêts *forward*. Le calcul de ces agrégats est détaillé aux paragraphes 1.1.4 et 1.1.5 du présent Amendement, et leur évolution est détaillée aux paragraphes 1.4.2.2 et 1.4.2.3 du présent Amendement.

⁵ Au 31 décembre 2022, les disponibilités rentrant dans le calcul de la dette nette incluent 90,3 millions d'euros, correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être à terme amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Par ailleurs, du fait de la forte hausse des taux d'intérêts *forward* sur l'exercice, la juste-valeur positive des instruments financiers de taux a fortement augmenté, pour atteindre 302,7 millions d'euros. En excluant ces deux éléments, à caractère temporaire, la dette nette et le ratio de levier se seraient respectivement établis à 2 857,6 millions d'euros (+ 595,0 millions d'euros, soit + 26 %, par rapport à l'exercice 2021) et à 6,9 au 31 décembre 2022.

2.2 INFORMATIONS SUR LES PRINCIPALES DONNEES OPERATIONNELLES

La section 2.1 intitulée « Indicateurs alternatifs de performance et données opérationnelles » du Document d'Enregistrement Universel 2021 est amendée et complétée par ce qui suit, pour ce qui concerne l'exercice 2022 :

Le portefeuille du Groupe s'établit à 19,3 GW à fin décembre 2022 contre 13,9 GW à fin décembre 2021. Son évolution est détaillée dans le tableau ci-après et au paragraphe 2.4.1.1 « poursuite de la croissance du portefeuille ».

	31.12.2022	31.12.2021	Variations
Actifs en opération (en MW)^(a)	4 051	3 480	+ 571
Amériques	890	878	+ 11
Australie	1 455	1 455	-
Europe-Afrique ^(b)	1 706	1 147	+ 560
Actifs en construction (en MW)^(a)	2 523	1 954	+ 569
Amériques	93	11	+ 82
Australie ^(c)	1 529	1 129	+ 400
Europe-Afrique	901	814	+ 87
Projets awarded (en MW)	782	582	+ 200
Amériques	-	-	-
Australie ^(d)	215	-	+ 215
Europe-Afrique	567	582	- 15
Total des MW du secured portfolio	7 356	6 016	+ 1340
Projets tender-ready et advanced development (en MW)	31.12.2022	31.12.2021	Variations
Amériques ^(e)	1 313	1 101	+ 211
Australie ^(f)	4 795	2 650	+ 2 145
Europe-Afrique ^(g)	5 830	4 163	+ 1 667
Total des MW de l'advanced pipeline	11 938	7 914	+ 4 023
Total Portefeuille	19 294	13 930	+ 5 364
Projets early stage	> 10 GW	> 5 GW	

a) Capacité brute intégrant les participations dans des projets où Neoen est minoritaire : Cestas (228 MWc), Seixal (8,8 MWc), Les Beaux Monts (24,2 MW), Le Berger (22,6 MW), et Saint-Sauvant (20,6 MW) dont Neoen a cédé 95% de sa participation en 2022. En 2021, la capacité brute excluait 33 MW correspondant aux centrales de Lugos, Grabels, Lagarde et Miremont, intégralement cédées dans le cadre de l'activité de farm-down. Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2021.

b) La croissance de la capacité des actifs en opération sur la zone Europe-Afrique résulte du passage en opération de la centrale de Mutkalampi en Finlande pour 404 MW, de quatre centrales éoliennes françaises pour 91 MW, de quatre centrales solaires françaises pour 43 MWc, de l'acquisition des trois centrales de Plouguin (éolien - France) pour 14 MW et du passage en opération de la centrale de stockage française Pod-Tredan 1 pour 8 MW.

c) La progression de la capacité des actifs en construction sur la zone Australie résulte de l'entrée en construction des centrales de stockage Western Downs Storage et Blyth West Battery pour 200 MW chacune.

d) La progression observée en Australie résulte du passage en awarded du projet éolien de Mount Hopeful pour 215 MW.

e) La hausse observée sur la zone Amériques s'explique par + 226 MW de nouveaux projets entrés au portefeuille sur la période, par + 135 MW de projets provenant du stade early stage et par - 150 MW liés à l'abandon du projet Vientos del Valle en Argentine.

f) La hausse observée sur la zone Australie s'explique par + 440 MW de nouveaux projets entrés au portefeuille sur la période, + 1 300 MW de projets provenant du stade early stage, + 1 120 MW de réévaluations de puissance, partiellement compensés par - 300 MW de projets abandonnés et - 415 MW de projets passés en phase awarded ou en construction.

g) La croissance observée sur la zone Europe-Afrique s'explique essentiellement par l'entrée au portefeuille de nouveaux projets et de projets provenant du stade early stage pour respectivement + 1 184 MW et + 941 MW, partiellement compensée par l'abandon de certains projets pour - 75 MW et le passage de plusieurs projets en phase awarded ou en construction pour - 443 MW.

	Exercice 2022	Exercice 2021	Variations
Production (GWh)	5 957	4 908	+ 21%
Taux de disponibilité moyen des actifs en exploitation			
photovoltaïque ^(a) (%)	86,4%	94,2%	- 7,7 pt
éolien (%)	97,3%	97,5%	- 0,2 pt
Load factor^(b) moyen des actifs en exploitation			
Photovoltaïque ^(c) (%)	19,1%	19,6%	- 0,5 pt
éolien ^(d) (%)	28,5%	30,5%	- 2,1 pt
Durée résiduelle des contrats de vente d'électricité			
photovoltaïque (années, pondéré par MWc)	13,5	14,3	- 0,8
éolien (années, pondéré par MW)	11,3	12,7	- 1,4

- a) La disponibilité moyenne des installations photovoltaïques en exploitation est en recul en raison de difficultés techniques rencontrées par la centrale d'El Llano au Mexique au premier semestre 2022, puis de l'arrêt total de sa production sur l'ensemble du troisième trimestre avant un redémarrage progressif au cours du quatrième trimestre 2022. En excluant cette centrale, le taux de disponibilité moyen des actifs solaires du Groupe se serait établi à 98,6 % en 2022.
- b) Le facteur de charge (load factor) correspond au temps équivalent (en pourcentage de la période observée) pendant lequel il faudrait injecter à puissance maximale pour arriver à produire la même quantité d'énergie que celle fournie par la centrale.
- c) La légère baisse du facteur de charge solaire est majoritairement due à des conditions d'ensoleillement moins favorable en 2022, effet partiellement compensé par la mise en service de la centrale Altiplano 200 en Argentine au cours du quatrième trimestre 2021.
- d) La baisse notable du facteur de charge éolien entre 2021 et 2022 résulte de conditions de vent défavorables en Europe et en Australie, notamment sur le deuxième semestre 2022.

2.3 PERSPECTIVES ET TENDANCES

La section 2.2 intitulée « Perspectives et tendances » du Document d'Enregistrement Universel 2021 est amendée et complétée par ce qui suit, pour ce qui concerne l'exercice 2022 :

2.3.1 PERSPECTIVES

Les prévisions pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 présentées ci-dessous sont fondées sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date du présent Amendement. Elles sont établies sur la base des périmètres de consolidation et d'activité existants à la date d'arrêté de ses comptes 2022 par le Groupe (28 février 2023). Ces données, hypothèses et estimations sont toutefois susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou en fonction d'autres facteurs ou risques dont le Groupe n'aurait pas connaissance à la date du présent Amendement. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au chapitre 3 « Facteurs et gestion des risques » du présent Amendement pourrait avoir un impact sur les activités, la situation financière, les résultats ou les perspectives du Groupe et donc remettre en cause ces prévisions.

Par ailleurs, la réalisation de ces prévisions suppose le succès de la stratégie du Groupe (se référer au paragraphe 1.1 « Stratégie » du présent Amendement).

Le Groupe ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie quant à la réalisation des prévisions figurant à la présente section.

Les prévisions pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 présentées ci-dessous, et les hypothèses qui les sous-tendent, ont été établies en application des dispositions du règlement délégué (UE) n°2019/980 complétant le règlement (UE) 2017/1129 et des recommandations ESMA relatives aux prévisions.

Hypothèses sous-jacentes

Les prévisions pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 présentées ci-dessous ont été établies conformément aux méthodes comptables appliquées dans les états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Elles reposent principalement sur les hypothèses suivantes :

Hypothèses internes à Neoen

Les prévisions 2023 s'appuient sur une progression de l'EBITDA ajusté⁶ par rapport à l'exercice 2022, qui proviendra principalement :

- de l'impact année pleine de la contribution d'actifs mis en service au cours de l'année 2022 ;
- de la mise en service au cours de l'année 2023 d'actifs éoliens, solaires et de stockage, qui étaient en construction au 31 décembre 2022 ou rentreront en construction au cours de l'année 2023 et ce, conformément au calendrier contractuel prévu avec les constructeurs ;
- de l'atteinte par la centrale d'El Llano au Mexique d'un niveau de fonctionnement à pleine capacité d'ici à la fin de l'année 2023, après une année 2022 au cours de laquelle elle a été affectée par des problèmes techniques ;
- de la cession totale ou majoritaire en 2023, de projets ou d'actifs de son portefeuille sécurisé, qui s'effectuera dans les deux limites suivantes :
 - i. un volume de projets ne dépassant pas 15 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé,
 - ii. une contribution à l'EBITDA ajusté⁶ annuel consolidé inférieure à 15 %.

Elles tiennent également compte de l'effet attendu des éléments suivants :

- le Groupe anticipe une moindre contribution de ses batteries australiennes en 2023, celles-ci ayant bénéficié en 2022 d'un contexte de marché très volatile ;
- compte tenu du calendrier anticipé de mise en service des projets appelés à entrer en opération en 2023, le Groupe anticipe une moindre contribution, par rapport à 2022, des indemnités contractuelles compensant des pertes de revenus associées à des retards de mise en service de certains projets (ces indemnités contractuelles affectant directement la marge d'EBITDA ajusté).

⁶ La notion d'EBITDA ajusté est définie et détaillée au paragraphe 2.1.1 de la présente section.

Hypothèses macro-économiques

Les prévisions 2023 sont également établies sur la base des hypothèses suivantes :

- l'absence de variation majeure des taux de change des monnaies des principaux pays hors zone Euro dans lesquels le Groupe génère ses revenus, principalement le dollar australien et le dollar américain, par rapport à ceux connus en date du présent Amendement ;
- un environnement politique, réglementaire et fiscal stable dans les pays dans lesquels Neoen opère. S'agissant tout particulièrement des mesures de limitation des prix de l'électricité captés par les producteurs d'électricité infra-marginale (*price cap*) mises en œuvre par certains pays dans lesquels le Groupe opère (Etats membres de l'Union Européenne) ainsi que du mécanisme de plafonnement du prix du gaz en Australie, les prévisions 2023 sont établies sur la base d'une absence de durcissement des dispositifs en vigueur en date du présent Amendement ;
- des prix de marchés de l'électricité et des services de régulation de fréquence (*frequency control ancillary services (FCAS)*) au moins équivalents, après prise en compte des dispositifs de *price caps* mis en œuvre à l'échelle nationale (Etats membres de l'Union Européenne pour l'électricité, et Australie pour le gaz, notamment), à ceux en vigueur à la date d'arrêt de ses comptes 2022 par le Groupe (28 février 2023), dans les différentes géographies où opère le Groupe ;
- des contraintes réseaux, qui ne soient pas supérieures à celles observées au cours de l'année 2022, dans les différents pays où opère le Groupe ;
- l'absence de dégradation de la situation des chaînes d'approvisionnement au niveau mondial, susceptible d'affecter le calendrier de mise en service de ses projets appelés à entrer en opération au cours de l'année 2023 par rapport à leur calendrier connu à la date du présent Amendement.

Prévisions du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2023

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, Neoen s'attend à ce que l'EBITDA ajusté consolidé, dont la définition est identique à celle retenue au 31 décembre 2022, s'établisse entre 460,0 et 490,0 millions d'euros et que la marge d'EBITDA ajusté soit proche de 80 %.

Le rapport des commissaires aux comptes de la Société sur les prévisions d'EBITDA ajusté et de marge d'EBITDA ajusté relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2023 est reproduit ci-après.

RSM Paris
26, rue Cambacérès
75 008 Paris
S.A.S au capital de 15 095.000 €
792 111 783 RCS Paris
Société de Commissariat aux Comptes inscrite à la Compagnie Régionale de Paris

Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris-La Défense Cedex
S.A.S. au capital de 2 188 160 €
572 028 041 RCS Nanterre
Société de Commissariat aux Comptes inscrite à la Compagnie Régionale de Versailles et du Centre

Rapport des commissaires aux comptes sur les prévisions de bénéfice relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2023

Au président – directeur général,

En notre qualité de commissaires aux comptes et en réponse à votre demande, nous avons établi le présent rapport sur les prévisions de bénéfice (EBITDA ajusté et marge d'EBITDA ajusté) de la société Neoen (la « Société ») incluses dans la partie 2.3.1 du premier amendement au document d'enregistrement universel 2021.

Ces prévisions et les hypothèses significatives qui les sous-tendent ont été établies sous votre responsabilité, en application des dispositions du règlement (UE) 2017/1129 complété par le règlement délégué (UE) 2019/980 et des recommandations ESMA relatives aux prévisions.

Il nous appartient sur la base de nos travaux d'exprimer une conclusion sur le caractère adéquat de l'établissement de ces prévisions sur la base indiquée.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont comporté une appréciation des procédures mises en place par la direction pour l'établissement des prévisions ainsi que la mise en œuvre de diligences permettant de s'assurer de la conformité des méthodes comptables utilisées avec celles suivies pour l'établissement des informations financières historiques de la Société. Elles ont également consisté à collecter les informations et les explications que nous avons estimées nécessaires permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les prévisions sont adéquatement établies sur la base des hypothèses qui sont énoncées.

Nous rappelons que, s'agissant de prévisions présentant par nature un caractère incertain, les réalisations différeront parfois de manière significative des prévisions présentées et que nous n'exprimons aucune conclusion sur la possibilité de réalisation de ces prévisions.

A notre avis :

- les prévisions ont été adéquatement établies sur la base indiquée ;
- la base comptable utilisée aux fins de ces prévisions est conforme aux méthodes comptables de la Société.

Ce rapport est émis aux seules fins :

- du dépôt du premier amendement au document d'enregistrement universel 2021 auprès de l'AMF;
- et, le cas échéant, de l'admission aux négociations sur un marché réglementé, et/ou d'une offre au public, de titres financiers de la Société en France et dans les autres pays de l'Union européenne dans lesquels le prospectus approuvé par l'AMF, serait notifié,

et ne peut pas être utilisé dans un autre contexte.

Paris et Paris-La Défense, le 6 mars 2023

Les commissaires aux comptes

RSM Paris

Deloitte & Associés

Etienne de BRYAS

Benoit PIMONT

2.3.2 INFORMATIONS SUR LES TENDANCES ET LES OBJECTIFS

2.3.2.1 PRESENTATION GENERALE

Les objectifs présentés ci-dessous ne constituent pas des données prévisionnelles ou des estimations de bénéfices du Groupe mais résultent de ses orientations stratégiques. Ces objectifs sont fondés sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe. Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire affectant le Groupe. En particulier, la matérialisation d'un ou plusieurs risques décrits au chapitre 3 « Facteurs et gestion des risques » du présent Amendement pourrait avoir un impact sur les activités, les résultats, la situation financière ou les perspectives du Groupe et donc remettre en cause sa capacité à réaliser les objectifs présentés ci-dessous. Le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs décrits dans la présente section.

2.3.2.2 TENDANCES DES ACTIVITES

Une description détaillée des résultats du Groupe au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022 est disponible à la section 2.4 « analyse de l'activité et du résultat » du présent Amendement. Le lecteur est également invité à se reporter à la section 2.5 « financements et investissements » du présent Amendement pour une description des flux de trésorerie et de l'endettement net du Groupe. La section 1.2 « description du marché des énergies renouvelables » du présent Amendement présente un aperçu des tendances de l'industrie qui affectent les marchés des énergies renouvelables.

Les objectifs à moyen terme du Groupe décrits ci-dessous supposent la réalisation, sur la période d'exécution de son plan d'investissement, d'augmentations de capital, qui seront notamment décidées en fonction des conditions de marché. L'enveloppe totale des besoins en fonds propres nécessaires au financement des objectifs de croissance du Groupe sur la période 2021-2025 est désormais évaluée à un maximum de 1,350 milliard d'euros, dont environ 600,0 millions d'euros ont été levés à l'occasion d'une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription réalisée au cours du premier semestre 2021. Soit une enveloppe résiduelle de besoins en fonds propres de 750,0 millions d'euros sur la période 2023-2025, représentant un montant de 150,0 millions d'euros complémentaires par rapport à l'enveloppe de besoin en fonds propres estimée par le Groupe à l'occasion de son *Capital Markets Day* de mars 2021, et ce dans le cadre d'une extension de son plan à des investissements dans des installations de stockage dédiées ayant une durée d'autonomie plus importante par rapport à ses hypothèses initiales (en moyenne 2h contre 1 à 1,5h précédemment), et donc un coût d'investissement supérieur.

Ces objectifs à moyen terme reflètent par ailleurs ses attentes concernant les principales tendances du marché au cours de la période 2023-2025, y compris ce qui suit :

- **Poursuite de la croissance du volume des appels d'offres privés.** Le Groupe, tout en continuant à chercher à obtenir des contrats d'achat d'électricité dans le cadre d'appels d'offres publics, s'attend à ce qu'un nombre toujours plus important d'acteurs du secteur privé cherchent à conclure des contrats d'achat d'électricité, en raison de l'intérêt croissant de ces acteurs pour l'énergie « verte » et de la compétitivité croissante des prix des énergies renouvelables ;
- **Poursuite de l'évolution vers des prix d'achat d'électricité fixés dans un cadre concurrentiel.** Le Groupe s'attend à ce que la tendance actuelle de fixation des prix des contrats de vente d'électricité dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels se poursuive et que les prix moyens des offres retenues soient inférieurs, pour les pays ayant déjà atteint la parité réseau, et se rapprochent, pour les autres pays, des prix observés sur les marchés locaux de l'électricité. Parallèlement, le Groupe s'attend à ce que la structuration des projets comprenne de manière de plus en plus fréquente, voire systématique, des revenus de marché. Le Groupe s'attend également à un confort croissant de la part des établissements financiers et des investisseurs vis-à-vis du profil de risque des actifs d'énergie renouvelable, favorisant ainsi cette évolution ;
- **Stabilité des coûts de construction par MW à l'exception des batteries.** Le Groupe s'attend à ce que les coûts de construction par MW, qui ont connu des augmentations significatives depuis la sortie de crise COVID, dans un contexte fortement inflationniste, continuent à progresser légèrement à compter de l'année 2023 pour les projets éoliens et entament une baisse pour les projets solaires, sans toutefois revenir, d'ici à fin 2025, aux niveaux observés préalablement à la crise COVID. S'agissant des installations de stockage dédiées, le Groupe s'attend à ce que le coût des batteries continue à progresser d'ici à fin 2025, tout en restant très volatil, compte tenu des incertitudes entourant les prévisions de croissance mondiale à moyen terme ;
- **Poursuite des améliorations technologiques se traduisant par des gains d'efficacité.** Le Groupe s'attend à ce que la tendance actuelle aux améliorations technologiques se poursuive, notamment pour l'éolien, et conduise à des améliorations continues de l'efficacité ainsi qu'à une augmentation de la production d'électricité par installation.

2.3.2.3 OBJECTIFS A MOYEN TERME

- **Augmentation de la capacité.** Le Groupe a toujours pour objectif d'atteindre une capacité totale en exploitation ou en construction de plus de 10 GW d'ici la fin 2025, dont la répartition entre ses trois principales zones géographiques (Europe, Australie, Amériques) ne devrait pas évoluer significativement par rapport à celle en vigueur à fin décembre 2022, et ce sans changement majeur en termes de mix technologique (solaire, éolien et stockage), tel que reflété dans son portefeuille sécurisé de projets en décembre 2022 (projets en exploitation (*in operation*), en construction (*under construction*) et en phase *awarded*), à l'exception d'une extension de son plan à des investissements dans des installations de stockage dédiées ayant une durée d'autonomie plus importante par rapport à ses hypothèses initiales (en moyenne 2h contre 1 à 1,5h précédemment), et donc un coût d'investissement supérieur, estimé par le Groupe à 150 millions d'euros sur la période 2023-2025.
 - Le Groupe s'attend à atteindre cet objectif en achevant, dans le cadre de sa stratégie majoritairement *develop-to-own*, des projets en cours de construction (*under construction*), en construisant et en achevant des projets actuellement en phase *awarded*, en faisant évoluer une partie de son *pipeline* en phase de construction (*under construction*) et d'exploitation (*in operation*), et en accroissant progressivement son volume annuel de projets *awarded* d'un niveau légèrement supérieur à 1,3 GW en 2022, à un niveau supérieur ou égal à 2 GW à compter de 2025. Ce volume annuel de projets *awarded* a vocation à être issu très majoritairement de pays dans lesquels Neoen est déjà présent à la date du présent Amendement, et ce en vue de continuer à maintenir *a minima* 80 % de la puissance installée du Groupe dans les pays de l'OCDE. À fin décembre 2022, le portefeuille du Groupe était composé de 4,1 GW en exploitation (*in operation*), 2,5 GW en construction (*under construction*) et 0,8 GW en phase *awarded*. Ensemble, ce portefeuille sécurisé de projets représente près de 7,4 GW sur la capacité de plus de 10 GW en exploitation ou en construction fixée en objectif d'ici 2025. Les 3,6 GW de projets restant (et tout projet remplaçant les projets actuellement en phase *awarded* qui ne seront pas achevés) devraient provenir principalement de l'actuel *pipeline* de projets avancés du Groupe (*advanced pipeline*) qui comprenait un total d'environ 11,9 GW au 31 décembre 2022, ainsi que de nouveaux projets qui seront développés par le Groupe au cours de la période, et dans une moindre mesure, de projets en développement ou d'actifs en opération ou en construction susceptibles d'être acquis auprès de tiers, en privilégiant des actifs présentant un potentiel de restructuration ou offrant, du fait de leur ancienneté, des perspectives de *repowering*.
 - Cet objectif tient compte du fait que, dès la phase de développement ou de construction de ses projets, le Groupe continuera à procéder de manière régulière mais sélective, et dans un souci d'optimisation de son bilan, de ses capacités financières, et de sa rentabilité, à la cession totale ou majoritaire, de projets ou d'actifs de son portefeuille sécurisé (Farm-Down), dans les deux limites suivantes :
 - un volume de projets ne dépassant pas 15% de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé en 2023, puis 20% sur la période 2024-2025;
 - une contribution à l'EBITDA ajusté annuel consolidé inférieure à 15 % en 2023, puis 20% sur la période 2024-2025.

Le Groupe prévoit, dans la mesure du possible, de maintenir une détention minoritaire au sein des projets concernés, d'en assurer la gestion administrative et opérationnelle, et de conserver des droits fonciers afférents, de manière à pouvoir prendre part à la phase de *repowering* ultérieure de ces projets.

- Le Groupe s'attend désormais à ce que le total des dépenses d'investissement pour les projets inclus dans l'objectif de plus de 10 GW, et qui n'étaient pas encore en opération en mars 2021, qui avait été estimé à 5,3 milliards d'euros lors du *Capital Markets Day* de mars 2021, s'élève à environ 6,2 milliards d'euros sur la période 2021-2025 (se reporter aux paragraphes 2.5.6 « sources de financement attendus pour les investissements futurs » et 2.5.8.4 « principaux investissements envisagés » du présent Amendement). Cette augmentation de 900,0 millions d'euros provient à hauteur de 750,0 millions d'euros de la hausse des coûts d'investissement dans les projets solaires, éoliens et de stockage, qui ont connu des augmentations significatives depuis la sortie de crise COVID, dans un contexte fortement inflationniste, et à hauteur de 150,0 millions d'euros d'une extension, par le Groupe, de son plan à des investissements dans des installations de stockage dédiées ayant une durée d'autonomie plus importante par rapport à ses hypothèses initiales (en moyenne 2h contre 1 à 1,5h précédemment), et donc un coût d'investissement supérieur. En structurant les projets pour atteindre les augmentations de capacité susmentionnées et en supposant que les taux d'intérêt ne s'écarteront pas significativement de leurs niveaux actuels, le Groupe prévoit d'être en mesure de continuer à cibler, lors des réponses à appels d'offres publics et privés ou de sollicitations bilatérales de la part de clients privés pour ses projets, des taux de rentabilité interne (TRI) calculés sur un horizon de 30 ans :
 - de 7,5% (+/- 150 points de base) en Europe ;
 - de 8,5% (+/-150 points de base) en Australie et dans les autres pays de l'OCDE (hors Europe) ;
 - supérieurs à 10% (*low double digit*) dans les pays non-membres de l'OCDE.
- Dans le cadre d'un premier projet dans un nouveau pays, ou du recours à une nouvelle technologie dans un pays où le Groupe est déjà présent, il s'autorise néanmoins exceptionnellement, et sous réserve d'une approbation préalable

par son Conseil d'administration, à viser des TRI inférieurs à ces TRI cibles, compte tenu notamment des niveaux de contingences supérieurs associés à ces types de projets. Dans ces cas spécifiques, le Groupe se fixe pour objectif un niveau de TRI plancher de 5 %.

- Le Groupe a par ailleurs toujours pour objectif que la part de sa capacité installée en opération dont les revenus sont exposés aux prix de marché ne dépasse pas 20 % de sa capacité en opération totale hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux. Ce seuil exclut les actifs vendant leur production sur les marchés *spot* préalablement à l'entrée en vigueur de leur *PPA* (phase dite d'*early generation*).

Enfin, dans le prolongement de l'atteinte de son objectif de plus de 10 GW à horizon 2025, le Groupe estime que la poursuite de sa stratégie (décrite en section 1.1 du présent Amendement) devrait lui permettre d'envisager, à l'horizon 2030, d'atteindre une capacité totale en exploitation ou en construction d'au moins 20 GW.

- **Croissance de l'EBITDA ajusté.** L'objectif du Groupe est toujours de générer une croissance annuelle en pourcentage à deux chiffres entre 2023 et 2025. Compte tenu de cet objectif de croissance annuelle, le Groupe ambitionne ainsi que son EBITDA ajusté dépasse 600,0 millions d'euros en 2025. Ce niveau de croissance reflète la croissance attendue de la capacité installée du Groupe, et les anticipations du Groupe en matière de poursuite de la croissance du volume des appels d'offres privés, d'évolution vers des prix d'achat d'électricité fixés dans un cadre concurrentiel, et de tendances sur le marché mondial des énergies renouvelables, tel que présenté en section 1.2 du présent Amendement. Il reflète aussi la très forte augmentation enregistrée par les prix de marché de l'électricité, notamment depuis le début de l'année 2022, qui se reflète d'ores et déjà dans le niveau de prix des contrats de vente d'électricité à long terme signés par la Société. Les capacités de production d'énergie renouvelable supplémentaires vont donc, au fur et à mesure de leur mise en service, générer des revenus plus élevés qu'anticipés en 2021. La contribution de ces revenus additionnels sera progressive, avec un plein effet qui se matérialisera au-delà de 2025. A titre indicatif, Neoen estime que ses premiers 10 GW génèreront, une fois pleinement en opération, un EBITDA ajusté annuel de l'ordre de 750,0 millions d'euros, hors contribution des *early generation* revenues et hors contribution des opérations de *Farm-down*. La définition de l'EBITDA ajusté est identique à celle retenue au 31 décembre 2022.
- **Ratio de dette nette sur EBITDA ajusté.** L'objectif du Groupe est toujours d'avoir un ratio de dette nette sur EBITDA ajusté compris entre 8,0x et 10x fin 2025. Ce niveau de levier reflète le financement, qu'il soit de projet ou au niveau *corporate*, que le Groupe estime nécessaire pour réaliser les dépenses d'investissement décrites ci-dessus, ainsi que ses objectifs de croissance d'EBITDA ajusté mentionnés ci-dessus. Cet objectif suppose également que le Groupe maintienne une approche globale de financement de projet similaire à celle utilisée à la date du présent Amendement, et telle que décrite en au paragraphe 2.5.6, et suppose le remboursement normal de la dette de projet conformément à ses termes et conditions (c'est-à-dire, sans refinancement ni remboursement anticipé). Il reflète également l'impact attendu de la poursuite de l'augmentation de la part de ses projets incorporant des revenus de marché, notamment les projets d'installation de stockages dédiées, étant donné que les niveaux de levier acceptés par les banques sont généralement moindres pour ces projets. S'agissant spécifiquement des installations de stockage dédiées, il repose sur l'hypothèse que leur financement continuera à reposer très majoritairement sur des apports en fonds propres effectués par le Groupe. Cet objectif suppose toujours un ratio de levier financier supérieur à 70% du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit *corporate* ou mise en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine.

Politique en matière de dividendes

Compte tenu de ses objectifs à moyen terme susmentionnés, le Groupe proposera à la prochaine assemblée générale, qui se tiendra en mai 2023, le versement d'un dividende de 0,125 € par actions au titre de l'exercice 2022. Au-delà de 2022 et jusqu'en 2025 le Groupe entend augmenter de manière progressive et régulière son dividende au regard notamment de l'évolution de ses résultats et de sa situation financière.

2.4 ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU RESULTAT

La section 2.3 intitulée « Analyse de l'activité du résultat » du Document d'Enregistrement Universel 2021 est amendée et complétée par ce qui suit, pour ce qui concerne l'exercice 2022 :

2.4.1 FAITS MARQUANTS DE LA PERIODE

Le présent paragraphe 2.4.1 présente les faits marquants de l'exercice 2022.

2.4.1.1 POURSUITE DE LA CROISSANCE DU PORTEFEUILLE

Les capacités en opération ou en construction⁷ ont atteint 6,6 GW à fin décembre 2022 contre 5,4 GW à fin décembre 2021.

Au cours de l'exercice 2022, le Groupe a ainsi mis en opération 557 MW : en Finlande, le parc éolien de Mutkalampi (404 MW), et en France, quatre centrales solaires d'une capacité totale de 43 MWc, sept parcs éoliens d'une capacité totale de 91 MW, dont notamment la centrale de Madon-Moselle (40 MW) et une installation de stockage d'une capacité de 8 MW. Les batteries de stockage de Providencia Power Reserve et d'Albireo Power Reserve 2, d'une capacité totale de 11 MW, sont également entrées en opération au Salvador. Par ailleurs, les centrales de Plouguin (14 MW), acquises en fin d'année 2022, ont intégré le portefeuille des actifs en opération.

Neoen a par ailleurs lancé la construction de 1 126 MW sur l'exercice 2022, comprenant, en Australie, les installations de stockage de Western Downs Battery (200 MW / 400 MWh) et de Blyth Battery (200 MW / 400 MWh), ainsi que, au Portugal, le parc solaire composé des centrales de Rio Major et Torre Bela (272 MWc), au Canada, la centrale solaire de Fox Coulée (93 MWc), en Suède, le parc éolien de Storbrännkullen (57 MW) et l'installation de stockage Storen Power Reserve (40 MW / 40 MWh), en France, des projets solaires d'une capacité totale de 204 MWc (dont la centrale solaire de Champblanc pour 49 MWc) et le parc éolien de Largeasse (17 MW), et en Finlande, le parc éolien de Björkliden (40 MW).

Le portefeuille sécurisé⁷ (actifs en opération, en construction ou *awarded*⁷) représentait 7,4 GW au 31 décembre 2022 contre 6,0 GW à fin décembre 2021. En 2022, les nouveaux projets *awarded*⁷ ont quant à eux représenté 1 340 MW. Outre les projets rentrés directement en construction pour un total de 643 MW, dont principalement Western Down Battery, Blyth Battery, Fox Coulée, Storen Power Reserve, Storbrännkullen, et acquis (les centrales de Plouguin pour 14 MW), ceux-ci intègrent notamment :

- 215 MW en Australie, avec le parc éolien de Mount Hopeful ;
- 208 MW sécurisés en France, dont 197 MWc de projets solaires et le projet éolien des Granges (11 MW) ;
- 102 MW en Finlande, dont 60 MW correspondant au projet éolien de Storböten et 42 MW au titre d'un nouveau PPA signé avec Equinix, un leader mondial de l'infrastructure numérique, concernant le futur parc éolien de Lumivaara ;
- 90 MWc en Suède, correspondant à la centrale solaire de Hultsfred ;
- 80 MWc gagnés lors du deuxième appel d'offres gouvernemental RESS 2 en Irlande.

Le total du portefeuille ressort à 19,3 GW à fin décembre 2022 contre 13,9 GW à fin décembre 2021.

2.4.1.2 NEOEN CONFORTE SA POSITION DANS LE TOP 2% MONDIAL DES SOCIETES EVALUEES PAR MOODY'S ESG SOLUTIONS

Depuis 2018, Neoen fait évaluer sa politique et ses résultats en matière d'ESG par l'agence de notation extra-financière Moody's ESG Solutions (ex Vigeo Eiris). L'évaluation porte sur 21 critères regroupés en 6 thèmes : Environnement, Capital humain, Droits de l'Homme, Engagement sociétal, Éthique des affaires et Gouvernance.

En 2022, Neoen a conforté sa position dans le top 2 % mondial (tous secteurs et régions confondus) des sociétés évaluées par Moody's ESG Solutions. Au premier semestre 2022, Neoen s'est vu décerner la note ESG « avancée » de 65/100, une progression d'un point par rapport à l'année 2021. Ce score reflète l'engagement et la performance de Neoen sur les critères environnementaux, sociaux et de bonne gouvernance et place le Groupe au 11ème rang des sociétés évaluées (près de 5 000) sur le secteur Gaz & Electricité.

⁷ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2021.

2.4.1.3 PLAN D'ATTRIBUTION D' ACTIONS GRATUITES

Le 14 mars 2022, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 164 046 actions de Neoen S.A. à certains salariés du Groupe. L'attribution des actions ne sera définitive qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans, à condition que les bénéficiaires soient toujours présents au sein du Groupe et que les conditions de performance fixées par le Conseil d'administration dans le règlement du plan, et portant notamment sur l'atteinte d'objectifs financiers et de développement, soient remplies.

Au cours de l'exercice 2022, le Groupe a comptabilisé cette opération conformément à la norme IFRS 2 « paiement fondé sur des actions ». Celle-ci s'est traduite par un impact de (0,3) million d'euros en charges de personnel.

2.4.1.4 AUGMENTATION DE CAPITAL RESERVEE AUX SALARIES

Le 19 avril 2022, Neoen S.A. a réalisé une augmentation de capital réservée à ses salariés et mandataires sociaux en France. Celle-ci proposait à chaque bénéficiaire l'acquisition de 118 actions nouvelles au prix préférentiel de souscription de 22,30 euros par action (bénéficiant d'une décote de 30% par rapport à la moyenne des cours de clôture de l'action des vingt dernières séances de bourse précédant le jour de fixation du prix par le Président-directeur général, le 14 mars 2022, sur subdélégation du Conseil d'administration) et un abondement à raison d'une action offerte pour une action souscrite.

Au cours de l'exercice 2022, le Groupe a comptabilisé cette opération conformément à la norme IFRS 2 « paiement fondé sur des actions ». Celle-ci s'est traduite par un impact de 1,1 million d'euros en capitaux propres et de (0,4) million d'euros en charges de personnel.

2.4.1.5 PAIEMENT DU DIVIDENDE AU TITRE DE L'EXERCICE 2021

Lors de l'Assemblée Générale du 25 mai 2022, les actionnaires ont approuvé la première mise en distribution d'un dividende dans l'histoire du Groupe à hauteur de 0,10 euro par action avec option pour le paiement du dividende en actions nouvelles. Chaque actionnaire pouvait ainsi recevoir, soit 100% du dividende en numéraire, soit 100% du dividende en actions ordinaires nouvelles.

A la clôture de la période d'exercice de l'option (du 3 juin 2022 au 17 juin 2022 inclus), près de 80% des droits ont été exercés en faveur du paiement du dividende en actions.

Cette opération a entraîné la création de 252 486 actions ordinaires nouvelles (représentant après augmentation de capital environ 0,2% du capital), et le versement de 2,1 millions d'euros de dividende en numéraire.

2.4.1.6 CONVERSION D'OCEANES

Neoen S.A. a procédé le 28 octobre 2022, conformément à leurs termes et conditions, au remboursement anticipé, de la totalité des obligations à option de conversion en actions nouvelles et/ou d'échange en actions existantes (OCEANES), émises le 7 octobre 2019 et à échéance octobre 2024, d'un montant d'environ 200 millions d'euros.

Les porteurs d'obligations avaient la faculté d'exercer leur droit à l'attribution d'actions Neoen à raison de 1,078 action pour 1 obligation présentée jusqu'au 19 octobre 2022. Le nombre d'obligations présentées à la conversion s'est élevé à 6 614 676 obligations (soit 99,78 % de l'ensemble des obligations émises), soit un montant nominal total de 199 564 774,92 euros. Neoen a ainsi émis au total 7 130 619 actions nouvelles.

Conformément à IAS 32 « instruments financiers - présentation », cette opération s'est traduite par l'extinction du coût amorti de la composante dette pour 191,3 millions d'euros, par contrepartie des capitaux propres du Groupe pour 190,8 millions d'euros et de la trésorerie pour 0,4 million d'euros (correspondant aux 14 425 obligations non présentées à la conversion et qui ont été remboursées en numéraire le 28 octobre 2022).

2.4.1.7 EMISSION D'OCEANES VERTES

Le 14 septembre 2022, Neoen S.A. a procédé à l'émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes pour un montant nominal de 300 millions d'euros.

Ces obligations ont été émises avec une dénomination de 100 000 euros chacune et portent intérêt à un taux annuel de 2,875% payable semestriellement à terme échu les 14 mars et 14 septembre de chaque année, et pour la première fois le 14 mars 2023.

Le prix de conversion / d'échange a été fixé à 51,4999 euros, correspondant à une prime de 35% par rapport au cours de référence de l'action de la Société. A moins qu'elles n'aient été converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, ces obligations seront remboursées au pair le 14 septembre 2027.

Conformément aux principes fixés par la norme IAS 32, « instruments financiers : présentation », cette émission a été traitée comme un instrument composé, la composante dette (obligation sans option de conversion) s'élevant, nette de frais, à environ 249,9 millions d'euros et la composante capitaux propres (option de conversion) à près de 47,4 millions d'euros, nette de frais (se référer aux notes 18 et 20.2 des états financiers consolidés). Le taux d'intérêt effectif de la composante dette s'élève à 7,00 %.

2.4.1.8 CESSIION DE LA CENTRALE EOLIENNE DE SAINT-SAUVANT

Le 29 septembre, le Groupe a cédé à Sergies, partenaire historique dans le développement du projet, acteur local et énergéticien intégré, 95% de ses parts dans la centrale éolienne de Saint-Sauvant sur la base d'une valeur d'entreprise de 65,5 millions d'euros. D'une puissance de 20,6 MW et localisée dans le département de la Vienne, cette centrale est entrée en service au cours du premier semestre 2022. Neoen conserve une détention minoritaire, la supervision de la centrale pour les deux prochaines années, une présence locale à travers un contrat de *community management* et bénéficie d'une option de rachat lui permettant de prendre le contrôle de la société de projet dans 30 ans.

Cette opération réalisée dans le cadre de l'activité farm-down a généré un produit net de 16,4 millions d'euros comptabilisé en autres produits et charges opérationnels courants (se reporter à la note 9 des états financiers consolidés).

2.4.1.9 SITUATION DE LA CENTRALE SOLAIRE DE METORO AU MOZAMBIQUE

A la suite d'une détérioration soudaine et importante à la fin du premier semestre 2022, du contexte sécuritaire à proximité du site de la centrale solaire en construction de Metoro au Mozambique, l'ensemble des équipes mobilisées localement avaient été évacuées, les forces armées mozambicaines avaient été déployées autour du site pour en assurer la protection, et les travaux de construction avaient été arrêtés pour une durée indéterminée. Depuis cette date, la situation sécuritaire ne s'est pas améliorée de manière notable, rendant hypothétique toute perspective de relance du chantier.

Compte tenu du très fort degré d'incertitude entourant l'avenir du projet, le Groupe a ainsi enregistré dans ses comptes au 31 décembre 2022 une perte de valeur d'un montant de (19,9) millions d'euros (se référer à la note 10 « éléments non courants de l'activité opérationnelle »).

2.4.1.10 NON-RESPECT DE COVENANTS DE CERTAINS FINANCEMENTS DE PROJETS

Au 31 décembre 2022, un actif du Groupe en Australie ne respecte toujours pas, suite notamment à des problématiques opérationnelles, son ratio minimum de couverture du service de la dette, comme cela était déjà le cas au 31 décembre 2021. En conséquence, le Groupe a maintenu l'accélération dans ses comptes de la dette de financement de projet sans recours afférente, présentée en endettement financier courant, pour un montant de 128,7 millions de dollars australiens (soit 82,0 millions d'euros) au 31 décembre 2022. Le Groupe est parallèlement toujours en cours de négociation en vue d'une résolution de ce cas de défauts avec les établissements prêteurs, qui ont continué, au cours de l'année, à assurer le financement de cet actif.

Par ailleurs, outre l'absence d'accord en vue de la prononciation de la réception technique provisoire de la centrale mexicaine d'El Llano (PA – *Provisional Acceptance*), entraînant le maintien de certaines non-conformités documentaires au sens des contrats de financement, les difficultés opérationnelles rencontrées par celle-ci, au cours de l'année 2022, ont entraîné une situation de non-respect du ratio minimum du service de la dette de financement de projet sans recours. La part non courante de la dette financière afférente continue ainsi à être présentée en dettes courantes (pour 124,1 millions de dollars américains, soit 116,3 millions d'euros) dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2022. Le Groupe travaille activement à la résolution des difficultés opérationnelles avec le contractant EPC, préalable à la prononciation de la réception technique provisoire et à la sortie de la situation de défaut financier actuelle. Les établissements prêteurs continuent par ailleurs à apporter leur soutien au projet. A ce titre, la société a ainsi obtenu un *wavier* en date du 1^{er} février 2023.

Les autres sociétés financées par des dettes projets et, mezzanines, ainsi que Neoen S.A., dans le cadre de son crédit syndiqué, respectaient en revanche leurs covenants de ratios financiers de *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) minimum, ou de fonds propres minimum.

Enfin, la situation de la centrale de Metoro constitue un cas de défaut technique au sens de la documentation de financement. La dette financière afférente à cette centrale est ainsi présentée en dettes courantes (pour 30,1 millions de dollars américains, soit 28,2 millions d'euros) dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2022.

Au total, 226,6 millions d'euros de dettes ont ainsi été accélérées dans les comptes consolidés annuels 2022.

2.4.1.11 CONFLIT RUSSO-UKRAINIEN

Neoen n'a pas d'activité et ne dispose d'aucun actif en Russie et en Ukraine.

Ainsi, le conflit en cours en Ukraine n'a à ce jour pas eu d'incidence significative directe sur le Groupe ni sur la continuité de son activité. Toutefois, en l'absence de visibilité sur la suite de ce conflit, Neoen considère que ses activités pourraient être affectées, à l'avenir, par les impacts potentiels de ce conflit sur l'économie mondiale, et notamment en matière de prix de l'électricité, de cours des matières premières utilisées pour les composants nécessaires à la construction d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable, ou encore de fonctionnement des chaînes logistiques.

2.4.2 COMMENTAIRES SUR L'ACTIVITE

La présentation et les commentaires relatifs au compte de résultat consolidé pour les années 2022 et 2021 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires, l'EBITDA ajusté et l'EBIT ajusté : un premier portant sur le Groupe et un second portant sur les différents segments (Australie, Europe-Afrique et Amériques, au niveau géographique ; solaire, éolien, stockage, *farm-down* ainsi que développement et investissements et éliminations au niveau opérationnel). Les autres éléments du compte de résultat consolidé font l'objet d'une analyse globale.

Compte tenu de la nature de son activité et de son implantation géographique, les résultats du Groupe sont affectés par les variations des taux de change. Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de change, se référer au paragraphe 3.1.3 « risques liés à la situation financière du Groupe » du présent Amendement.

La référence aux variations du chiffre d'affaires, de l'EBITDA ajusté ou de l'EBIT ajusté à changes constants ou taux de change constants (« tcc »), signifie que l'impact des variations de taux de change a été retraité, en recalculant les différents postes de l'agrégat concerné de l'exercice considéré sur la base des taux de change constatés au cours de l'exercice précédent.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont fait l'objet d'un audit par les commissaires aux comptes de la Société et sont présentés dans leur intégralité à la section 4 du présent Amendement.

2.4.2.1 CHIFFRES CLES

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2022 (tcc)	Exercice 2021	Var (tcc)	Var (tcc) (en %)	Var	Var (en %)
Chiffre d'affaires	503,2	486,1	333,6	+ 152,6	+ 46%	+ 169,7	+ 51%
Ventes d'énergies sous contrat	309,2	297,2	249,3	+ 47,8	+ 19%	+ 59,9	+ 24%
Ventes d'énergies sur le marché	171,5	167,3	74,7	+ 92,6	+ 124%	+ 96,9	+ 130%
Autres produits	22,5	21,7	9,6	+ 12,1	+ 126%	+ 12,9	+ 134%
EBITDA ajusté^(a)	414,0	399,2	300,4	+ 98,8	+ 33%	+ 113,6	+ 38%
Marge d'EBITDA ajusté	82%	82%	90%				
EBIT ajusté^(a)	259,3	250,2	189,6	+ 60,6	+ 32%	+ 69,7	+ 37%
Marge d'EBIT ajusté	52%	51%	57%				
Résultat opérationnel non courant^(b)	(31,1)	(29,1)	(18,4)	- 10,7	- 58%	- 12,7	- 69%
Résultat financier	(152,7)	(142,8)	(117,7)	- 25,1	- 21%	- 35,0	- 30%
Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé^(a)	48,0	50,3	40,2	+ 10,0	+ 25%	+ 7,8	+ 19%

a) La définition et le calcul de ces agrégats sont détaillés à la section 2.1 « Indicateurs alternatifs de performance » du présent Amendement.

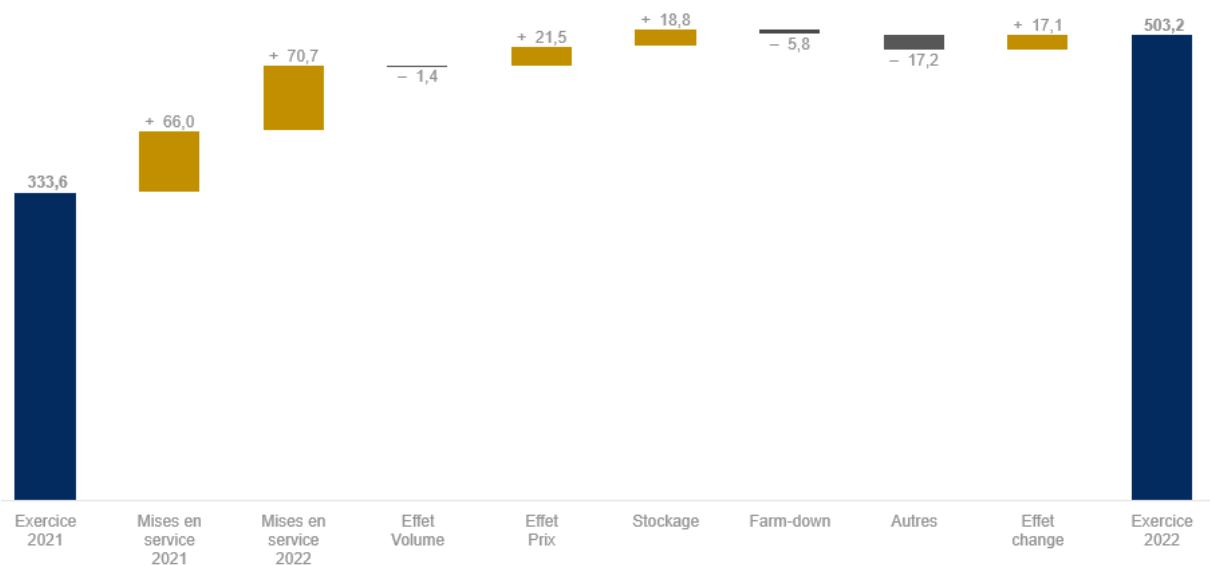
b) Cet agrégat est détaillé au paragraphe 2.4.2.3 du présent Amendement.

Evolution du chiffre d'affaires et de l'EBITDA ajusté

L'évolution du chiffre d'affaires et de l'EBITDA ajusté du Groupe entre l'année 2021 et l'année 2022 se présente comme suit :

Evolution du chiffre d'affaires

(En millions d'euros)



Evolution de l'EBITDA ajusté

(En millions d'euros)



2.4.2.2 RESULTATS SECTORIELS

Les résultats sectoriels des exercices 2021 et 2022 sont ainsi présentés pour chacun des segments opérationnels du Groupe : solaire, éolien, stockage, *farm-down*, développement et investissements, et éliminations.

(En millions d'euros)		Chiffre d'affaires				EBITDA ajusté ^(a)				EBIT ajusté ^(b)			
		Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Australie													
	Eolien	84,5	67,1	+ 17,4	+ 26%	71,9	53,9	+ 17,9	+ 33%	45,6	36,1	+ 9,5	+ 26%
	Solaire	53,1	37,6	+ 15,5	+ 41%	73,9	30,7	+ 43,1	+ 140%	56,1	13,7	+ 42,3	x4
	Stockage	80,2	28,1	+ 52,1	x3	61,9	26,4	+ 35,5	+ 135%	38,8	13,8	+ 25,0	x3
	Total	217,8	132,8	+ 85,0	+ 64%	207,6	111,0	+ 96,6	+ 87%	140,5	63,7	+ 76,9	+ 121%
	En %	43%(e)	40%(e)			95%(f)	84%(f)			65%(g)	48%(g)		
Europe-Afrique													
	Eolien	132,1	68,1	+ 64,1	+ 94%	106,9	51,1	+ 55,8	+ 109%	76,5	21,6	+ 54,9	x4
	Solaire	64,4	60,8	+ 3,7	+ 6%	50,9	49,3	+ 1,6	+ 3%	32,4	30,2	+ 2,2	+ 7%
	Stockage	11,4	6,3	+ 5,1	+ 80%	6,2	3,8	+ 2,4	+ 63%	4,8	2,5	+ 2,3	+ 91%
	<i>Farm-down</i>	-	-	-	N/A	16,4	50,0	- 33,5	- 67%	16,4	50,0	- 33,5	- 67%
	Total	208,0	135,2	+ 72,8	+ 54%	180,4	154,2	+ 26,2	+ 17%	130,2	104,3	+ 25,9	+ 25%
	En %	41%(e)	41%(e)			87%(f)	114%(f)			63%(g)	77%(g)		
Amériques													
	Solaire	76,6	63,9	+ 12,7	+ 20%	56,8	57,3	- 0,4	- 1%	30,0	38,1	- 8,1	- 21%
	Total	76,6	63,9	+ 12,7	+ 20%	56,8	57,3	- 0,4	- 1%	30,0	38,1	- 8,1	- 21%
	En %	15%(e)	19%(e)			74%(f)	90%(f)			39%(g)	60%(g)		
Autres													
	Développement et investissements ^(c)	82,3	77,2	+ 5,1	+ 7%	(8,4)	2,1	- 10,5	x4	(20,5)	(7,6)	- 12,9	x3
	Eliminations ^(d)	(81,4)	(75,5)	- 5,9	- 8%	(22,3)	(24,2)	+ 1,9	+ 8%	(20,9)	(8,9)	- 12,0	- 135%
	Total	0,9	1,7	- 0,8	- 48%	(30,7)	(22,1)	- 8,6	- 39%	(41,4)	(16,4)	- 24,9	x3
TOTAL		503,2	333,6	+ 169,7	+ 51%	414,0	300,4	+ 113,6	+ 38%	259,3	189,6	+ 69,6	+ 37%
	Dont éolien	216,6	135,1	+ 81,5	+ 60%	178,6	105,0	+ 73,6	+ 70%	122,0	57,7	+ 64,3	+ 111%
	Dont solaire	194,1	162,3	+ 31,9	+ 20%	181,6	137,3	+ 44,3	+ 32%	118,6	82,1	+ 36,5	+ 44%
	Dont stockage	91,6	34,4	+ 57,1	x3	68,1	30,2	+ 37,9	+ 125%	43,6	16,3	+ 27,3	x3
	Dont <i>farm-down</i>	-	-	-	N/A	16,4	50,0	- 33,5	- 67%	16,4	50,0	- 33,5	- 67%

a) Pour plus de détail sur la définition et le calcul de cet agrégat, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.1.1 du présent Amendement « EBITDA ajusté ».

b) Pour plus de détail sur la définition et le calcul de cet agrégat, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.1.2 du présent Amendement « EBIT ajusté ».

c) Le chiffre d'affaires de ce secteur est essentiellement composé de ventes de services aux autres entités du Groupe (éliminées en consolidation, à l'exception des montants facturés aux entités non consolidées par intégration globale par le Groupe) ainsi qu'à des tiers.

d) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen S.A. à ses sociétés de projet au titre du développement, de la supervision et de la gestion administrative des centrales ainsi que l'activation des coûts de développement conformément à IAS 38 « Immobilisations incorporelles ».

e) Les pourcentages correspondent à la contribution de chaque zone géographique au chiffre d'affaires du Groupe (hors Développement et Investissements, et Eliminations).

f) Les pourcentages correspondent au rapport entre l'EBITDA ajusté et le chiffre d'affaires par zone géographique (marge d'EBITDA ajusté).

g) Les pourcentages correspondent au rapport entre l'EBIT ajusté et le chiffre d'affaires par zone géographique (marge d'EBIT ajusté).

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé du Groupe s'est élevé à 503,2 millions d'euros pour l'exercice 2022 (486,1 millions d'euros à taux de change constants), en hausse de **+ 169,7 millions d'euros**, soit + 51 %, par rapport à l'exercice 2021 (+ 46 % à taux de change constants).

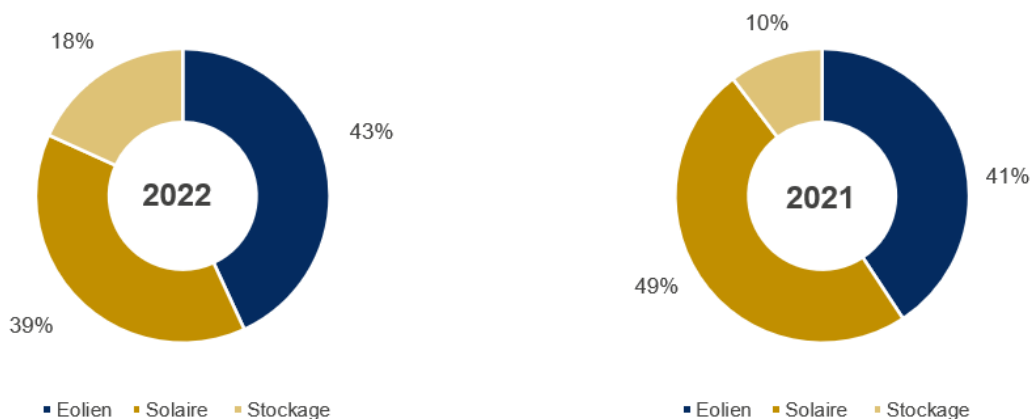
Cette croissance s'explique principalement par la contribution en année pleine des actifs mis en service en 2021 en Australie, en Argentine et en France, et par celle, au *pro rata temporis*, des centrales entrées en production en 2022, essentiellement en Finlande, en France et en Australie. Elle intègre ainsi le chiffre d'affaires *early generation revenues*⁸, qui a bénéficié d'un contexte de prix de marché très élevés.

A cela s'est ajoutée la contribution plus élevée des actifs mis en service avant le 1^{er} janvier 2021, principalement en Australie, conséquence (i) de prix de marché favorables, (ii) de l'entrée en vigueur du contrat d'achat de la centrale de Bulgana en fin d'année 2021, et (iii) de la très bonne performance de la batterie Hornsdale Power Reserve.

La hausse du chiffre d'affaires a toutefois été limitée par le recul de la contribution de la centrale d'El Llano et par l'effet négatif associé aux centrales cédées en fin d'année 2021 dans le cadre des opérations de *farm-down* réalisées.

Evolution du chiffre d'affaires par segments opérationnels

L'évolution de la répartition du chiffre d'affaires par segments opérationnels, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



Le segment éolien est devenu le premier contributeur au chiffre d'affaires consolidé du Groupe (43 % en 2022, contre 41 % en 2021).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'est établi en 2022 à 216,6 millions d'euros (**+ 81,5 millions d'euros**), soit + 60 % par rapport à 2021.

- **Europe–Afrique (+ 64,1 millions d'euros)**

La croissance du chiffre d'affaires s'explique très majoritairement par la contribution des actifs mis en service en 2022 (**+ 57,2 millions d'euros**), dont principalement celle de la centrale de Mutkalampi en Finlande, qui a bénéficié d'*early generation revenues*³ importants avant le démarrage, prévu en 2023, de ses contrats d'achats, et ce dans un contexte de prix de marchés très élevés.

Cette progression a été portée, dans une moindre mesure, par l'effet année pleine associé aux actifs mis en service en 2021 (**+ 4,2 millions d'euros**). A cela s'est ajoutée une contribution plus importante des centrales mises en service avant le 1^{er} janvier 2021 (**+ 2,7 millions d'euros**), s'expliquant essentiellement par la conclusion de nouveaux contrats de vente d'électricité de court terme en Irlande, à des prix supérieurs à ceux des contrats historiques arrivés à expiration en 2022.

⁸ Ventes d'énergie à court terme précédant l'entrée en vigueur d'un contrat long terme.

- **Australie (+ 17,4 millions d'euros)**

La hausse du chiffre d'affaires résulte principalement de la hausse de la contribution :

- des trois centrales éoliennes d'Hornsedale (**+ 9,5 millions d'euros**), qui ont bénéficié de ressources en vent plus élevées en 2022 par rapport à 2021, et de prix de marché favorables sur l'exercice ;
- de la centrale de Bulgana (**+ 7,4 millions d'euros**) qui, d'une part, n'avait commencé à produire à pleine capacité qu'au cours du mois d'octobre 2021 et qui a, d'autre part, bénéficié, à la suite du démarrage de son contrat d'achat en décembre 2021, d'un prix moyen de vente plus élevé en 2022 qu'au cours de l'année 2021, lorsque l'électricité produite était vendue sur le marché dans un contexte de prix bas.

Le segment solaire est désormais le second contributeur au chiffre d'affaires consolidé du Groupe (39 % en 2022 contre 49 % en 2021).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'est élevé à 194,1 millions d'euros en 2022 (**+ 31,9 millions d'euros**), soit + 20 % par rapport à 2021.

- **Australie (+ 15,5 millions d'euros)**

La croissance du chiffre d'affaires résulte essentiellement de la contribution de la centrale de Western Downs, qui a injecté graduellement de l'électricité sur le réseau, avant l'entrée en vigueur de son contrat d'achat, prévue au cours du premier semestre 2023, dans un contexte de prix de marché élevés (**+ 12,0 millions d'euros**). Le chiffre d'affaires a par ailleurs bénéficié d'une meilleure contribution des centrales mises en service avant le 1^{er} janvier 2021 (**+ 3,6 millions d'euros**), principalement lié à un effet prix favorable.

- **Amériques (+ 12,7 millions d'euros)**

La hausse du chiffre d'affaires résulte essentiellement de la contribution en année pleine de la centrale d'Altiplano 200 en Argentine, mise en service en 2021 (**+ 24,3 millions d'euros**).

Sa progression a toutefois été pénalisée par le recul de la contribution de la centrale d'El Llano au Mexique (**- 15,8 millions d'euros**), en raison :

- d'une base de comparaison plus élevée en 2021⁹. En effet, suite au retard dans la mise en œuvre des mécanismes administratifs nécessaires au démarrage du contrat de vente long terme d'électricité et à un accord conclu dans ce cadre avec le *Centro Nacional de Control de Energía* (CENACE) au cours du deuxième trimestre 2021, ce contrat, qui devait initialement prendre effet fin juin 2020, était devenu effectif à compter du 1^{er} juillet 2021. En conséquence, l'électricité produite jusqu'à cette date avait été valorisée au prix de marché, supérieur à celui du contrat d'achat ;
- de l'arrêt de la centrale imputable à des difficultés techniques survenues en juin 2022, son redémarrage progressif n'étant intervenu qu'à partir du mois d'octobre 2022.

- **Europe-Afrique (+ 3,7 millions d'euros)**

La hausse du chiffre d'affaires résulte essentiellement de la contribution des actifs mis en service en 2021 et 2022, en France notamment (**+ 10,6 millions d'euros**).

Cette progression a toutefois été partiellement compensée par l'impact de la cession de centrales en France, en fin d'année 2021, dans le cadre d'opérations de *farm-down* (**- 5,8 millions d'euros**).

⁹ Pour plus de détail sur la contribution au chiffre d'affaires de la centrale d'El Llano en 2021, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.3.2.2 « résultats sectoriels » du Document d'Enregistrement Universel 2021.

Le segment stockage a représenté 18 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2022 (contre 10 % en 2021).

Le chiffre d'affaires de ce segment a contribué à hauteur de 91,6 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2022 (+ **57,1 millions d'euros**).

- **Australie (+ 52,1 millions d'euros)**

La forte progression du chiffre d'affaires a essentiellement été portée par la contribution de la Victorian Big Battery (+ **36,5 millions d'euros**), entrée en opération en décembre 2021, reposant sur :

- d'une part, des ventes de services réseaux (FCAS¹⁰) et des revenus d'arbitrage dans un environnement de marché particulièrement volatile ; et,
- d'autre part, des revenus associés à son contrat dit « SIPS » (*System Integrity Protection Scheme*) conclu avec le régulateur australien, qui prévoit de libérer, pendant les étés australs, une capacité d'appoint supplémentaire pour l'interconnecteur existant entre les États de Victoria et de Nouvelle-Galles du Sud.

L'activité de stockage a également été soutenue par la très bonne performance de la batterie de Hornsdale Power Reserve qui a profité de conditions favorables dans un contexte de marché très volatile (+ **15,6 millions d'euros**).

- **Europe-Afrique (+ 5,1 millions d'euros)**

La croissance du chiffre d'affaires de l'activité de stockage a essentiellement été portée par la bonne performance de la batterie Yliskälä Power Reserve en Finlande (+ **4,4 millions d'euros**), qui a étendu son activité de vente de services réseaux à plusieurs marchés et profité de conditions de marché favorables au cours de l'année 2022.

Les segments développement et investissements, et éliminations ont représenté un chiffre d'affaires de 0,9 million d'euros en 2022 contre 1,7 million d'euros en 2021 (- **0,8 million d'euros**).

Sur l'exercice 2022, la part des ventes d'énergie sur le marché a atteint 34 % du chiffre d'affaires consolidé, contre 22 % sur l'exercice 2021. Elle reflète notamment le chiffre d'affaires *early generation* enregistré par le parc de Mutkalampi en Finlande, la contribution de la Victorian Big Battery en Australie, la bonne performance de la batterie d'Hornsdale Power Reserve, et enfin un contexte de prix de marché élevés.

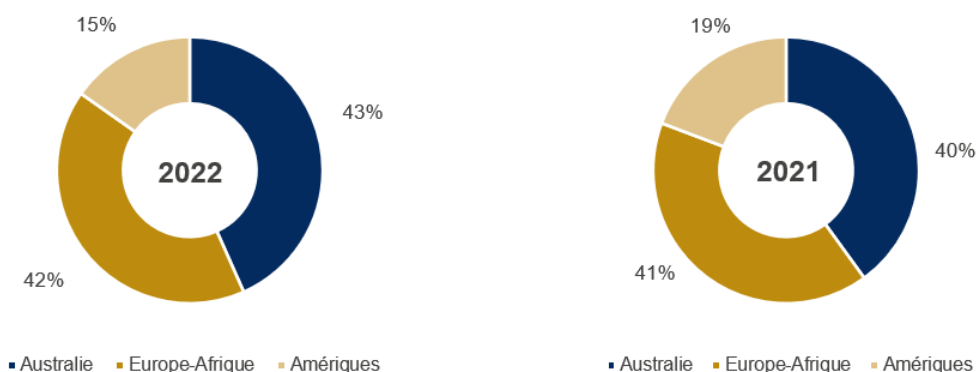
Rapportée au chiffre d'affaires solaire et éolien (hors revenus de l'activité de stockage), la part des ventes sur le marché a atteint 24 % du chiffre d'affaires contre 16 % en 2021.

¹⁰ *Frequency Control Ancillary Services* (FCAS) correspond à un ensemble de services de régulation à la hausse ou à la baisse de la fréquence du réseau électrique. Lorsque la fréquence du réseau est trop élevée, les batteries sont amenées à stocker l'électricité excédentaire. A l'inverse, elles sont amenées à injecter de l'électricité sur le réseau lorsque cette fréquence est trop faible. Ces services se déclinent sous deux formes :

- les services de régulation (*FCAS Regulation*), où les batteries sont sollicitées en permanence pour combler les déséquilibres mineurs entre la production et la consommation d'électricité sur le réseau électrique ;
- les services de réserve (*FCAS Contingency*), où les batteries sont rémunérées pour garder leurs capacités en réserve et ne sont utilisées qu'en cas de forte déviation de la fréquence suite à un événement majeur sur le réseau électrique.

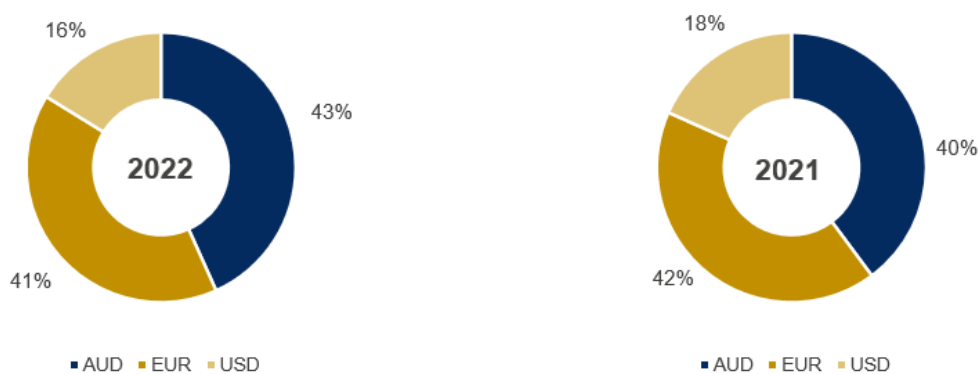
Répartition du chiffre d'affaires par zone géographique

L'évolution de la répartition du chiffre d'affaires par zone géographique, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



Répartition du chiffre d'affaires par devise

L'évolution de la répartition du chiffre d'affaires par devise, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



EBITDA ajusté

En 2022, l'EBITDA ajusté consolidé du Groupe s'est élevé à 414,0 millions d'euros (399,2 millions d'euros à taux de change constants), en hausse de **+ 113,6 millions d'euros**, soit + 38 % par rapport à 2021.

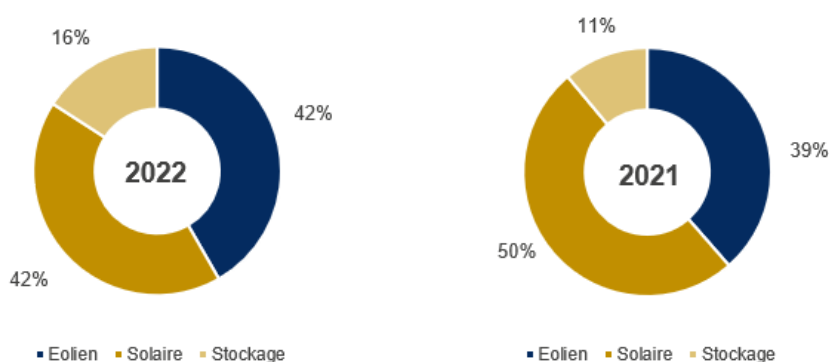
Cette progression a essentiellement été portée par la croissance du chiffre d'affaires du Groupe (**+ 169,7 millions d'euros** - se référer à l'analyse du chiffre d'affaires ci-avant), ainsi que, dans une moindre mesure, par une hausse des indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de plusieurs projets (*LDs*), en particulier en Australie, et une exonération partielle de pénalités reconnues historiquement au titre d'un contrat de vente d'électricité en Australie (**+ 37,2 millions d'euros**).

Elle a en revanche été affectée principalement par la progression des charges d'exploitation (**- 51,1 millions d'euros**), associée essentiellement aux centrales mises en service en 2021 et en 2022, et le recul de la contribution de l'activité de *farm-down* (**- 33,5 millions d'euros**).

La marge d'EBITDA ajusté du Groupe s'est ainsi établie à 82 % en 2022, contre 90 % en 2021.

Evolution de l'EBITDA ajusté par segments opérationnels

L'évolution de la répartition de l'EBITDA ajusté par segments opérationnels, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



Le segment solaire a contribué à hauteur de 181,6 millions d'euros à l'EBITDA ajusté du Groupe (**+ 44,3 millions d'euros**), soit + 32 % par rapport à 2021. La marge d'EBITDA ajusté de ce segment s'est établie à 94 % en 2022 contre 85 % en 2021, sous l'effet d'une progression des *LDs* en Australie notamment.

- **Australie (+ 43,1 millions d'euros)**

La croissance de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par la progression des *LDs*, associée à des retards dans la mise en service d'une centrale solaire (**+ 25,9 millions d'euros**), et dans une moindre mesure, par la hausse du chiffre d'affaires (**+ 15,5 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires). A cela s'est ajoutée l'augmentation des certificats verts stockés résultant d'une progression des volumes produits (**+ 4,3 millions d'euros**).

- **Europe-Afrique (+ 1,6 million d'euros)**

La croissance de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par la hausse du chiffre d'affaires (**+ 3,7 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires). Celle-ci a partiellement été compensée par la hausse des charges d'exploitation associées aux actifs mis en service en 2021 et en 2022 (**- 1,8 million d'euros**).

- **Amériques (- 0,4 million d'euros)**

L'évolution de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par une moindre contribution de la centrale d'El Llano liée notamment à des problèmes techniques rencontrés en 2022, ayant affecté la production de certificats verts, stockés dans l'attente de leur cession, ainsi qu'à un effet de base négatif associé notamment à la constatation de *LDs* en 2021 (**- 15,2 millions d'euros**). A cela s'est ajoutée la hausse des charges d'exploitation (**- 3,9 millions d'euros**). Ces effets ont été compensés par la croissance du chiffre d'affaires (**+ 12,7 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires) et par un effet de base positif résultant de la constatation, en 2021, de charges associées au provisionnement d'indemnités historiques (*LDs*) et à des pénalités, principalement liées à la centrale d'Altiplano 200 en Argentine (**+ 6,1 millions d'euros**).

Le segment éolien a contribué à hauteur de 178,6 millions d'euros à l'EBITDA ajusté du Groupe (**+ 73,6 millions d'euros**), soit + 70 % par rapport à 2021. La marge d'EBITDA ajusté de ce segment s'est établie à 82 % en 2022 contre 78 % en 2021.

- **Europe-Afrique (+ 55,8 millions d'euros)**

L'augmentation de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par la hausse du chiffre d'affaires (+ 64,1 millions d'euros - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires). Cet effet a partiellement été compensé par une progression des charges d'exploitation (- 8,1 millions d'euros), sous l'effet principalement des mises en service réalisées en 2021 et 2022, en Finlande et en France.

- **Australie (+ 17,9 millions d'euros)**

La hausse de l'EBITDA ajusté résulte essentiellement de la croissance du chiffre d'affaires (+ 17,4 millions d'euros - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires) et de l'exonération partielle de pénalités, reconnues historiquement au titre d'un contrat de vente d'électricité (+ 11,1 millions d'euros). Ces effets ont partiellement été compensés par la hausse des coûts de connexion au réseau, de supervision et de maintenance imputables notamment à l'atteinte de la *Commercial Operation Date* par la centrale de Bulgana en fin d'année 2021 (- 6,5 millions d'euros), et pour les centrales d'Hornsedale, par la révision contractuelle des frais de maintenance, et l'augmentation des coûts de régulation consécutive à la survenance d'incidents intervenus sur le réseau au cours de l'exercice 2022 (- 4,3 millions d'euros).

Le segment stockage a plus que doublé son EBITDA ajusté en 2022 par rapport à 2021 (68,1 millions d'euros, soit + 37,9 millions d'euros). La marge d'EBITDA ajusté s'est établie quant à elle à 74 % en 2022 contre 88 % en 2021 du fait principalement de l'entrée en opération à la fin de l'année 2021 de la Victorian Big Battery.

- **Australie (+ 35,5 millions d'euros)**

La hausse de l'EBITDA ajusté résulte essentiellement de la croissance du chiffre d'affaires (+ 52,1 millions d'euros), conséquence, d'une part, de l'entrée en opération de la Victorian Big Battery en décembre 2021, et d'autre part de la forte croissance de la contribution de la batterie Hornsdale Power Reserve qui a profité de conditions favorables dans un contexte de marché très volatile (se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires ci-avant). Ces effets ont partiellement été compensés par l'augmentation des charges d'exploitation (- 15,5 millions d'euros), essentiellement liée à la hausse des achats d'électricité nécessaires à la fourniture de prestations d'équilibrage du réseau (FCAS) et à la réalisation d'opérations d'arbitrage.

- **Europe-Afrique (+ 2,4 millions d'euros)**

L'augmentation de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par la hausse du chiffre d'affaires et des charges d'exploitation de la centrale d'Yliskälä Power Reserve en Finlande (respectivement + 4,4 millions d'euros et - 1,8 million d'euros), conséquence de la bonne performance de la centrale, qui a bénéficié d'un environnement de marché favorable en 2022.

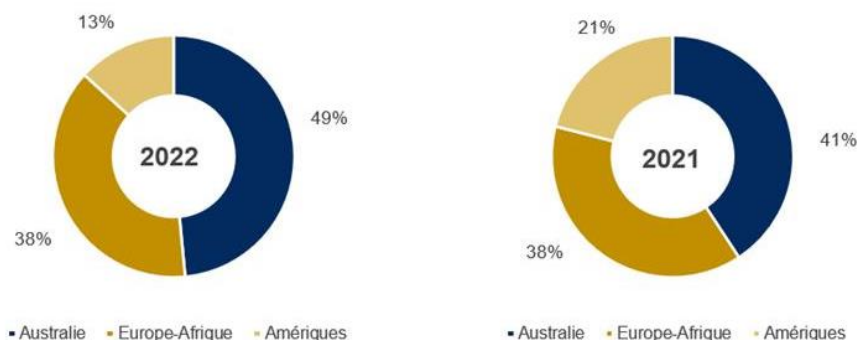
Le segment farm-down a généré un EBITDA ajusté de 16,4 millions d'euros en 2022, correspondant exclusivement à la plus-value de cession de la centrale éolienne de Saint-Sauvant en France (se reporter au paragraphe 2.4.1.8 du présent Amendement).

En 2021, ce segment avait généré un EBITDA ajusté de 50,0 millions d'euros, correspondant principalement aux plus-values de cession des centrales solaires de Lugos (Gironde), Miremont (Haute-Garonne), Grabels (Hérault) et Lagarde (Vaucluse) ainsi que des projets éoliens Le Berger (Meuse) et Les Beaux Monts (Yonne) en France.

Les segments développement et investissements, et éliminations ont contribué à l'EBITDA ajusté du Groupe à hauteur de (30,7) millions d'euros en 2022, contre (22,1) millions d'euros en 2021. Cette variation (- 8,6 millions d'euros) s'explique principalement par une hausse des frais de personnel et des charges externes, consécutive à la croissance des effectifs et à la poursuite du développement du Groupe.

Répartition de l'EBITDA ajusté par zone géographique

L'évolution de la répartition de l'EBITDA ajusté par zone géographique, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.

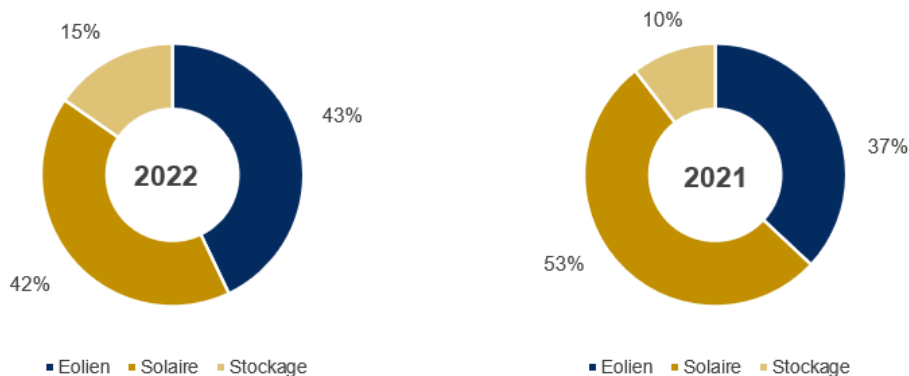


EBIT ajusté

L'EBIT ajusté du Groupe s'est élevé à 259,3 millions d'euros en 2022 (250,2 millions d'euros à taux de changes constants), en hausse de **+ 69,7 millions d'euros**, soit + 37 % par rapport à 2021. Cette évolution s'explique principalement par la croissance de l'EBITDA ajusté (**+ 113,6 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté). Celle-ci a partiellement été compensée par l'augmentation des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération, conséquence des mises en service effectuées en 2021 et en 2022 (**- 39,9 millions d'euros**).

Evolution de l'EBIT ajusté par segments opérationnels

L'évolution de la répartition de l'EBIT ajusté par segments opérationnels, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



Le segment éolien a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 122,0 millions d'euros (**+ 64,3 millions d'euros**). Ceci résulte essentiellement de la progression de l'EBITDA ajusté de ce segment (**+ 73,6 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté ci-avant). Celle-ci a été partiellement compensée par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 9,3 millions d'euros**).

- **Europe-Afrique (+ 54,9 millions d'euros)**

La hausse de l'EBIT ajusté s'explique essentiellement par la progression de l'EBITDA ajusté (**+ 55,8 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté ci-avant).

- **Australie (+ 9,5 millions d'euros)**

La progression de l'EBIT ajusté a été imputable principalement à la hausse de l'EBITDA ajusté (**+ 17,9 millions d'euros**), partiellement compensée par la hausse des charges d'amortissement de la centrale de Bulgana résultant d'un effet année pleine (**- 8,6 millions d'euros**).

Le segment solaire a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 118,6 millions d'euros (**+ 36,5 millions d'euros**), soit + 44 % par rapport à 2021. Ceci résulte essentiellement de l'évolution de l'EBITDA ajusté de ce segment (**+ 44,3 millions d'euros** - se reporter à l'analyse ci-avant). Cet effet a partiellement été compensé par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 7,8 millions d'euros**).

- **Australie (+ 42,3 millions d'euros)**

La hausse de l'EBIT ajusté s'explique principalement par la croissance de l'EBITDA ajusté (**+ 43,1 millions d'euros**), et par l'entrée progressive en phase de fin d'exploitation de la centrale de Degussa (**+ 1,9 million d'euros**). Ces effets ont partiellement été compensés par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 2,7 millions d'euros**).

- **Europe-Afrique (+ 2,2 millions d'euros)**

La hausse de l'EBIT ajusté s'explique principalement par la progression de l'EBITDA ajusté (**+ 1,6 million d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté ci-avant).

- **Amériques (- 8,1 millions d'euros)**

L'évolution de l'EBIT ajusté résulte essentiellement de la baisse de l'EBITDA ajusté (**- 0,4 million d'euros**) et de la hausse des charges d'amortissement, liée à la mise en service de la centrale d'Altiplano 200 en Argentine, en fin d'année 2021 (**- 6,3 millions d'euros**).

Le segment stockage a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 43,6 millions d'euros en 2022 (+ 27,3 millions d'euros par rapport à 2021). Cette évolution résulte essentiellement de la progression de l'EBITDA ajusté de ce segment (+ 37,9 millions d'euros - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté ci-avant), effet partiellement compensé par une progression des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (- 10,6 millions d'euros).

- **Australie (+ 25,0 millions d'euros)**

La progression de l'EBIT ajusté est imputable principalement à la hausse de l'EBITDA ajusté (+ 35,5 millions d'euros), partiellement compensée par la hausse des charges d'amortissement consécutive à la mise en service en décembre 2021 de la Victorian Big Battery (- 9,9 millions d'euros).

- **Europe-Afrique (+ 2,3 millions d'euros)**

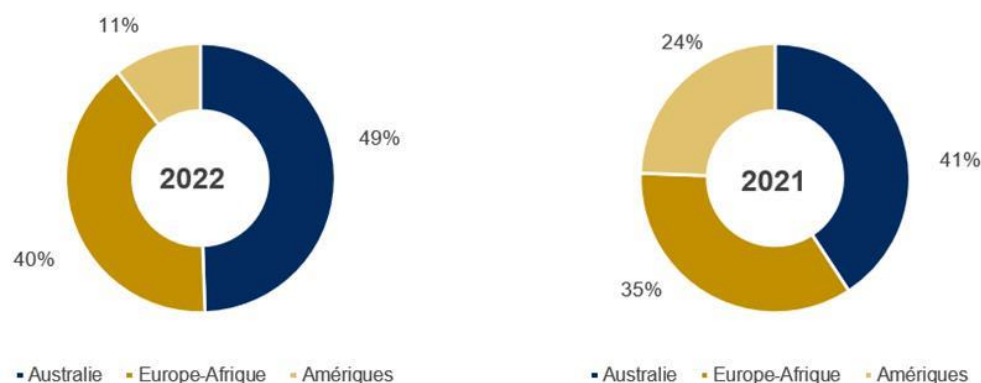
La hausse de l'EBIT ajusté s'explique principalement par la progression de l'EBITDA ajusté (+ 2,4 millions d'euros - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté ci-avant).

Le segment farm-down a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 16,4 millions d'euros (se référer à l'analyse de l'EBITDA ajusté faite précédemment).

Les segments développement et investissements, et éliminations ont contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de (41,4) millions d'euros contre (16,4) millions d'euros en 2021, et ce en lien avec l'évolution des activités du Groupe.

Répartition de l'EBIT ajusté par zone géographique

L'évolution de la répartition de l'EBIT ajusté par zone géographique, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



Résultat opérationnel courant

Le résultat opérationnel courant du Groupe s'est élevé à 262,1 millions d'euros en 2022, en hausse de + 72,5 millions d'euros, soit + 38 % par rapport à 2021. Cette évolution s'explique par la hausse de l'EBIT ajusté (se reporter à l'analyse de l'EBIT ajusté), ainsi que par la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie enregistrée en 2022 à hauteur de + 2,8 millions d'euros (se reporter au paragraphe 2.1.2 du présent Amendement).

2.4.2.3 ANALYSE DES AUTRES POSTES DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE

Résultat opérationnel non courant

Le résultat opérationnel non courant s'est élevé à (31,1) millions d'euros en recul de – 12,7 millions d'euros et se décompose comme suit :

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Frais de développement antérieurs ^(a)	(4,0)	(8,1)	+ 4,1	+ 51%
Résultats des cessions d'actifs	0,1	0,1	– 0,0	N/A
Autres produits et charges opérationnels non courants	(3,8)	(8,0)	+ 4,2	+ 52%
Dépréciation des coûts de développement activés ^(b)	(15,7)	(5,7)	– 10,0	x3
Autres dépréciations d'actifs ^(c)	(13,1)	(10,5)	– 2,7	N/A
Reprise de dépréciation des coûts de développement activés ^(d)	1,6	5,8	– 4,2	– 73%
Dépréciations d'actifs non courants	(27,3)	(10,4)	– 16,9	x3
Résultat opérationnel non courant	(31,1)	(18,4)	– 12,7	x2

- a) Les frais de développement immobilisés pour lesquels le Groupe, à la suite d'évènements externes hors de son contrôle, considère que les critères d'activation prévus par IAS 38 « Immobilisations incorporelles » ne sont plus respectés, sont comptabilisés en autres charges opérationnelles non courantes sur la période (se reporter à la section 4.1 – notes 9 et 10 des états financiers consolidés). En 2022, ceux-ci ont principalement été liés à l'abandon de projets en Australie, en Irlande et en France. En 2021, ils correspondaient essentiellement à l'abandon de projets en Australie, en France, aux Etats-Unis et en Irlande.
- b) En 2022, ce poste correspond principalement à la dépréciation des coûts de développement de la centrale de Metoro au Mozambique pour (8,8) millions d'euros (se référer à la note 1.3 « évènements de l'exercice »), et de ceux d'un projet intégré en Australie, ayant perdu en compétitivité du fait de la réalisation d'un autre projet dans le même secteur géographique, pour (2,5) millions d'euros.
- c) En 2022, les autres dépréciations d'actifs correspondent principalement à la perte de valeur comptabilisée sur les actifs de la centrale de Metoro au Mozambique en complément de la dépréciation des coûts de développement (comme indiqué dans la note précédente) pour (11,1) millions d'euros (se référer à la note 1.3 « évènements de l'exercice »).
- d) Les reprises de dépréciation des coûts de développement activés concernent les projets abandonnés.

Résultat financier

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Coût de l'endettement financier	(135,6)	(106,5)	- 29,1	- 27%
Total autres produits et charges financiers	(17,1)	(11,2)	- 5,9	- 52%
Produits et charges d'intérêts sur prêts d'actionnaires	(1,0)	(0,8)	- 0,2	- 27%
Gains et pertes de change	(6,9)	(4,3)	- 2,6	- 60%
Autres produits et charges financiers	(9,2)	(6,1)	- 3,1	- 50%
Résultat financier	(152,7)	(117,7)	- 35,0	- 30%

L'évolution du résultat financier s'explique principalement par :

- l'augmentation du coût de l'endettement financier (**- 29,1 millions d'euros**), résultant essentiellement de la hausse du nombre de centrales en exploitation sous financement, effet partiellement compensé par l'impact du remboursement progressif des financements des centrales en opération. La hausse des taux d'intérêts en 2022 n'a quant à elle eu qu'un impact limité sur la hausse du coût de l'endettement financier du fait de la stratégie de couverture du Groupe.

En 2022, le coût de l'endettement financier correspond ainsi aux charges d'intérêts sur emprunts résultant des financements relatifs aux actifs de production pour (113,9) millions d'euros (contre (77,2) millions d'euros en 2021), aux charges d'intérêts sur instruments financiers dérivés de taux pour (14,9) millions d'euros (contre (23,9) millions d'euros en 2021) et aux charges d'intérêts sur droits d'utilisation pour (6,8) millions d'euros (contre (5,4) millions d'euros en 2021).

- l'effet négatif de la variation des autres produits et charges financiers (**- 3,1 millions d'euros**). Ceux-ci sont principalement composés (i) de commissions et de frais bancaires, (ii) de coûts des cautions et des garanties, (iii) des charges de désactualisation des provisions pour démantèlement et autres passifs non courants, en augmentation sous l'effet de la croissance du nombre d'actifs en exploitation, et (iv) d'autres produits et charges financiers non récurrents.

En 2022, ils intègrent notamment une charge financière nette liée au refinancement de Neoen Production 2 pour (1,4) million d'euros.

En 2021, la charge financière de (6,1) millions d'euros incluait notamment (1,6) million d'euros de charges supportées dans le cadre de remboursements anticipés d'emprunts.

- l'impact négatif de l'évolution des gains et pertes de change (**- 2,6 millions d'euros**). En 2022, ceux-ci se sont élevés à (6,9) millions d'euros, dont (5,2) millions d'euros associés à l'exposition du Groupe en Argentine (notamment au titre de crédits de TVA libellés en pesos argentins).

En 2021, les gains et pertes de change s'élevaient à (4,3) millions d'euros, et étaient principalement constitués par des pertes de change sur crédits de TVA libellés en pesos argentins.

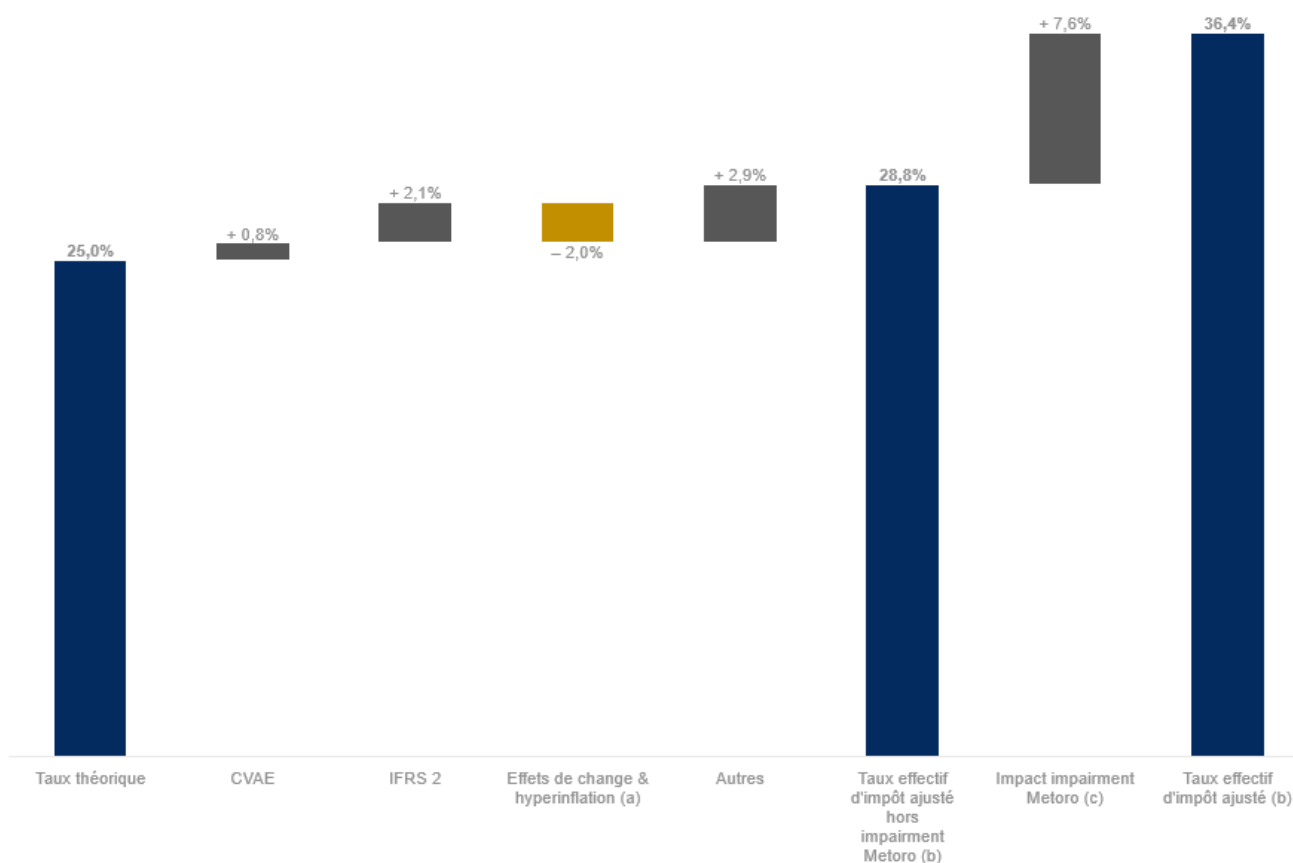
Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur le résultat du Groupe comprend (i) les charges d'impôts exigibles et différées calculées sur la base des résultats générés par les activités poursuivies, (ii) la contribution sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) et (iii) les retenues à la source ne faisant pas l'objet d'un crédit d'impôt. Elle exclut donc les autres prélèvements ou impôts constatés par le Groupe, tels que les taxes locales, comptabilisés en « impôts, taxes et versements assimilés » inclus dans le résultat opérationnel courant.

De nombreux facteurs peuvent avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif du Groupe d'une période à l'autre, en raison notamment de l'évolution des taux d'imposition dans les différentes juridictions dans lesquelles il opère, l'étendue des charges non déductibles et l'effet des mécanismes de sous-capitalisation.

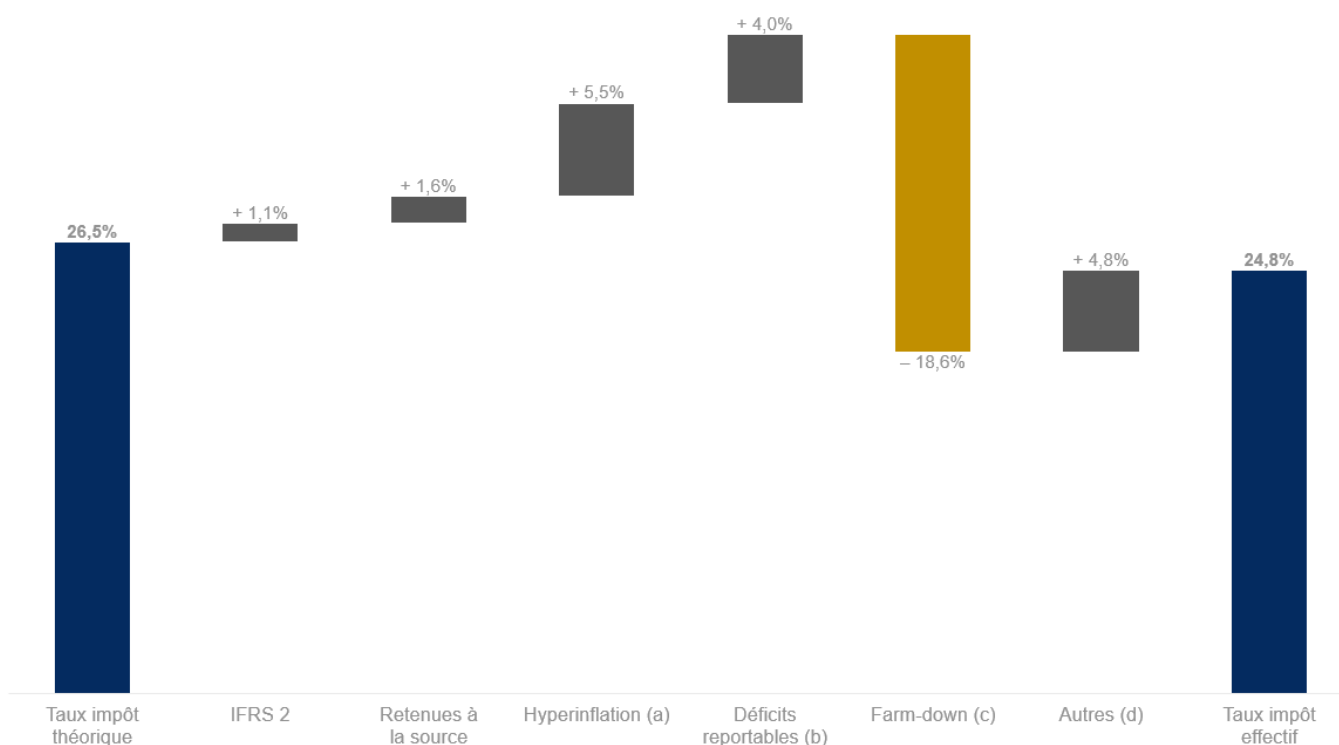
La charge d'impôt s'est élevée à (32,6) millions d'euros en 2022 (dont (22,6) millions d'euros d'impôt exigible et (10,0) millions d'euros d'impôt différé), contre (13,3) millions d'euros en 2021 (dont (14,6) millions d'euros d'impôt exigible et 1,4 million d'euros d'impôt différé). Après retraitement de l'effet impôt lié à la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie (5,1 millions d'euros), la charge d'impôt ajustée s'est élevée à (27,5) millions d'euros sur l'exercice 2022, soit un taux effectif d'impôt ajusté de 36,4 % contre 24,8 % sur l'exercice 2021.

En 2022, la différence entre le taux d'impôt théorique de 25,0 % et le taux effectif d'impôt ajusté de 36,4 % (+ 11,4 points) se décompose comme suit :



- a) Incidence des règles fiscales locales en vigueur relatives aux effets de change, ainsi qu'aux effets de l'inflation (Mexique) et de l'hyperinflation (Argentine).
- b) Le taux effectif d'impôt ajusté s'entend après retraitement de l'effet impôt lié à la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie présenté au paragraphe 2.1.3 du présent Amendement.
- c) Impact lié à la non-reconnaissance d'impôts différés sur la dépréciation pour perte de valeur de la centrale Metoro au Mozambique, ainsi qu'à l'effet de la dépréciation de la position nette active d'impôts différés.

En 2021, la différence entre le taux d'impôt théorique de 26,5 % et le taux d'impôt effectif de 24,8 % (– 1,7 point) se décomposait comme suit :



- a) Incidence des règles fiscales en vigueur en Argentine en matière d'hyperinflation.
 b) Compte tenu des perspectives de bénéfices sur certaines géographies et des limitations temporelles dans l'utilisation des déficits fiscaux, il n'avait pas été reconnu d'impôts différés actifs au titre de certaines pertes fiscales.
 c) Impact des opérations de farm-down réalisées en France et relevant majoritairement de l'application du régime des plus-values long terme.
 d) Différences permanentes individuellement non significatives.

Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé

Le calcul du résultat net ajusté de l'ensemble consolidé est détaillé au paragraphe 2.1.3 du présent Amendement.

Compte tenu des évolutions précitées, le résultat net ajusté de l'ensemble consolidé a progressé de **+ 7,8 millions d'euros**, passant de 40,2 millions en 2021 à 48,0 millions d'euros en 2022.

Résultat net de l'ensemble consolidé

Compte tenu des évolutions précitées, de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie (2,8 millions d'euros) et de l'effet impôt afférent ((5,1) millions d'euros), le résultat net de l'ensemble consolidé a progressé de **+ 5,4 millions d'euros** passant de 40,2 millions d'euros en 2021 à 45,7 millions d'euros en 2022.

- Résultat net attribuable à la part du Groupe**
 Le résultat net attribuable à la part du Groupe a cru de **+ 4,2 millions d'euros**, s'élevant à 45,2 millions d'euros en 2022 contre 41,0 millions d'euros en 2021. Cette évolution résulte essentiellement de l'augmentation du résultat net précité.
- Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle**
 Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'est élevé à 0,5 million d'euros sur l'exercice 2022 contre (0,8) million d'euros un an auparavant. Il représente la quote-part des autres actionnaires dans le résultat dégagé par les sociétés où Neoen n'est pas le seul actionnaire, principalement en Australie, au Mozambique, en Jamaïque, en Zambie et en Finlande.

2.4.2.4 BILAN CONSOLIDE SIMPLIFIE

(En millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021	Var	Var (en %)
Actifs non courants	5 362,9	4 147,0	+ 1 215,9	+ 29%
Dont immobilisations corporelles	4 566,9	3 677,6	+ 889,4	+ 24%
Dont instruments financiers dérivés de taux ^(a)	271,7	30,4	+ 241,3	x9
Dont instruments financiers dérivés énergie ^(b)	41,3	-	+ 41,3	N/A
Actifs courants	883,9	798,2	+ 85,7	+ 11%
Dont trésorerie et équivalents de trésorerie	622,8	592,6	+ 30,3	+ 5%
Actifs destinés à être cédés^(c)	26,8	-	+ 26,8	N/A
Total de l'actif	6 273,5	4 945,1	+ 1 328,4	+ 27%
Dont capitaux propres^(d)	1 914,3	1 373,9	+ 540,4	+ 39%
Dont dettes financières^(a)	3 509,3	2 953,4	+ 555,9	+ 19%
Dont financements seniors des projets	2 717,6	2 199,6	+ 518,1	+ 24%
Dont financements obligataires des projets	77,4	117,5	- 40,2	- 34%
Dont financements <i>corporate</i>	409,7	338,8	+ 70,8	+ 21%
Dont dettes locatives	264,4	219,7	+ 44,7	+ 20%
Dont passifs destinés à être cédés^(c)	28,2	-	+ 28,2	N/A
Total du passif	6 273,5	4 945,1	+ 1 328,4	+ 27%

- a) Les instruments financiers dérivés de taux et les dettes financières font l'objet d'une analyse spécifique au paragraphe 2.5.4 du présent Amendement.
- b) Au 31 décembre 2022, les instruments financiers dérivés énergie actifs se sont établis à 46,1 millions d'euros dont 41,3 millions d'euros non courants et 4,8 millions d'euros courants. Ils sont détaillés en section 4.1 - note 20.3 « instruments financiers dérivés ».
- c) Au 31 décembre 2022, les actifs et passifs destinés à être cédés correspondent uniquement à ceux de la centrale solaire de Cabre la au Portugal, dont la cession, dans le cadre de l'activité de farm-down, a été formellement réalisée le 22 février 2023 (se reporter à la section 4.1 – note 3.4 « actifs et passifs destinés à être cédés »)
- d) Les mouvements affectant les capitaux propres du Groupe au cours des exercices 2021 et 2022 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés et la note associée (se reporter au paragraphe 4.1.4 du présent Amendement et à la section 4.1 - note 18 « capitaux propres et détail des instruments dilutifs »).

Les actifs corporels ont progressé de + 24 % en 2022 du fait de l'augmentation du nombre de centrales en exploitation et en construction (se reporter à la section 4.1 - note 12.3 « immobilisations corporelles » et au paragraphe 2.4.1.1 du présent Amendement). Les investissements réalisés par le Groupe sont détaillés au paragraphe 2.5.8.2 du présent Amendement.

La hausse de la trésorerie du Groupe sur l'exercice (**+ 30,3 millions d'euros**) résulte essentiellement de l'évolution des disponibilités et équivalents de trésorerie :

- localisés dans les sociétés projets et holdings associées (pour 376,0 millions d'euros, en hausse de **+ 63,0 millions d'euros** par rapport au 31 décembre 2021), conséquence :
 - pour les actifs en construction, de tirages de dettes seniors et d'apports en fonds propres venant financer la construction des centrales ; et,
 - pour les actifs en exploitation et holdings de financement, des flux de trésorerie générés par l'activité, ayant notamment vocation à assurer le remboursement des financements de projets et la rémunération des apports effectués par les actionnaires.
- détenus par Neoen S.A. (246,9 millions d'euros, en baisse de **- 32,7 millions d'euros** par rapport à l'exercice précédent), sous l'effet :
 - de l'émission de nouvelles obligations convertibles (« OCEANes vertes 2022 ») à échéance 2027 (**+ 300,0 millions d'euros**) (se reporter au paragraphe 2.4.1.7) ;
 - du paiement, par les sociétés projets, de prestations de développement (**+ 97,3 millions d'euros**), notamment en France et en Finlande ;
 - des dividendes reçus et des remboursements de comptes courants par les sociétés de projets (**+ 46,8 millions d'euros**).

Ces effets ont été plus que compensés par :

- des investissements sous forme d'apports en fonds propres et en comptes courants dans les nouveaux projets et les actifs en construction (**- 390,3 millions d'euros**), notamment en Australie, en France, au Portugal, en Suède, au Canada et en Finlande ;
- le financement des activités de développement et des coûts de structure (**- 87,1 millions d'euros**).

Au 31 décembre 2022, la trésorerie des actifs en exploitation comprend 90,3 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur (se référer à la section 4.1 – notes 17 et 20.2 des états financiers consolidés).

La hausse des capitaux propres sur l'exercice (**+ 540,4 millions d'euros**) provient essentiellement :

- de la variation positive des autres éléments du résultat global (**+ 263,1 millions d'euros**), principalement liée aux variations de juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt qualifiés d'instruments de couverture de flux de trésorerie, dans un contexte de hausse des taux d'intérêts *forward* sur l'exercice (+ 252,0 millions d'euros nets d'impôts) ;
- de la conversion en actions de la très grande majorité des OCEANes 2019 (**+ 199,6 millions d'euros**). Se reporter au paragraphe 2.4.1.6 du présent Amendement ;
- de la constatation du résultat de la période (**+ 45,7 millions d'euros**) ;
- de l'impact de l'émission d'OCEANes vertes réalisée en septembre 2022, correspondant à la composante capitaux propres de cet instrument composé au sens des normes IFRS (**+ 35,6 millions d'euros** nets d'impôts différés) ;
- du versement du premier dividende de l'histoire du Groupe (**- 10,7 millions d'euros**, dont - 2,1 millions d'euros en numéraire et - 8,6 millions d'euros en actions).

La structure financière du Groupe est solide : 88 % de l'endettement financier total du Groupe à fin décembre 2022 est adossé aux centrales de production d'électricité, financées très majoritairement par de la dette projet long terme en devises fortes (euro, dollar américain et dollar australien). Les dettes financières sont détaillées au paragraphe 2.5.4 du présent Amendement.

2.5 FINANCEMENTS ET INVESTISSEMENTS

La section 2.5 intitulée « Financements et investissements » du Document d'Enregistrement Universel est amendée et complétée par ce qui suit, pour ce qui concerne l'exercice 2022 :

2.5.1 POLITIQUE DE FINANCEMENT ET GESTION DE LA TRESORERIE

Les besoins en trésorerie du Groupe proviennent principalement de son activité d'investissement dans le développement et dans la construction d'installations éoliennes, solaires et de stockage, ainsi que du remboursement de l'endettement contracté par les sociétés de projets ou par les holdings qui les détiennent et, dans une moindre mesure, de ses besoins en fonds de roulement.

Le Groupe répond à ses besoins en trésorerie pour la construction de ses installations principalement par le biais de financements de projets sans recours ou à recours limité, et à long-terme, sauf exception, au niveau des sociétés de projets ou des holdings qui les détiennent et d'emprunts mezzanines au niveau de sociétés holding intermédiaires. Cet endettement est ensuite remboursé au travers des flux de trésorerie générés par les sociétés de projets portant des actifs en opération, dont les ressources proviennent très majoritairement de la vente d'énergie dans le cadre de contrats long terme (*PPAs*) et, dans une moindre mesure, dans le cadre de contrats de court terme et sur les marchés de gros (pour plus de détail se reporter au paragraphe 2.5.2 « financement des projets par endettement »).

Le Groupe structure l'endettement de ses projets dans la devise des flux de revenus attendus.

En complément des financements de projets mis en place, le Groupe apporte des fonds propres aux sociétés de projets, qui ont été couverts jusqu'à présent principalement par des augmentations de capital au niveau de la Société, par des financements *corporate* et des financements mezzanines et, dans une moindre mesure, par des ressources issues d'excédents de trésorerie générés par l'activité opérationnelle et provenant des actifs en exploitation.

Le 9 avril 2021, Neoen avait ainsi réalisé avec succès une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription d'un montant brut total de 599,0 millions d'euros. Le produit de cette augmentation de capital avait pour objet de financer le premier cycle d'investissement du plan de développement du Groupe visant à atteindre plus de 10 GW de capacité en opération ou en construction à fin 2025 (se reporter au paragraphe 2.4.1 « faits marquants de la période » et à la section 2.3 « perspectives et tendances » du présent Amendement).

S'agissant des financements *corporate*, et en cohérence avec son engagement en faveur de la finance durable, le Groupe a de nouveau procédé à une émission d'obligations convertibles vertes (les « OCEANES vertes 2022 ») le 14 septembre 2022, pour un montant nominal de 300 millions d'euros, à échéance 2027, conformément au *Green Bond Framework* (document-cadre) encadrant ses conditions d'utilisation. Cette opération faisait suite à deux émissions d'obligations convertibles antérieures, respectivement en 2019 pour un montant nominal d'environ 200 millions d'euros (les « OCEANES 2019 ») et en 2020 pour un montant nominal d'environ 170 millions d'euros (les « OCEANES vertes 2020 »). La Société a par ailleurs décidé, le 7 septembre 2022, de procéder au remboursement anticipé de l'intégralité des OCEANES 2019 restant en circulation. La très large majorité des porteurs a, à cette occasion, exercé son droit à l'attribution d'actions Neoen à raison de 1,078 actions Neoen pour 1 obligation présentée, résultant en date du 28 octobre 2022 en une augmentation de capital d'un montant total d'environ 199,6 millions d'euros incluant la prime d'émission.

Par ailleurs, le Groupe avait mis en place, en mars 2020, un crédit syndiqué, ayant depuis fait l'objet de plusieurs amendements, pour un montant nominal de 200 millions d'euros, comprenant un emprunt à terme de 125 millions d'euros, et une facilité de crédit *revolving* d'un montant nominal de 75 millions d'euros, dont les conditions financières sont indexées sur des indicateurs Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG), et dont l'échéance a été prolongée, au cours de l'année 2021, jusqu'en 2026. Ce crédit syndiqué, dont la composante emprunt à terme a été portée à 175 millions d'euros au cours de l'année 2022, demeurait non mobilisé au 31 décembre 2022.

Ces différentes opérations de financement *corporate* ont permis de renforcer les ressources financières du Groupe dans le cadre de l'exécution de sa stratégie de croissance. Elles ont ainsi contribué à la poursuite de ses investissements dans le développement de nouveaux projets, et à l'optimisation de son bilan, selon l'objectif communiqué, lors du *Capital Markets Day* du 11 mars 2021, et toujours en vigueur, d'un ratio de levier financier supérieur à 70 % du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit *corporate* ou mise en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine.

Pour financer ses besoins en fonds de roulement et ses activités de développement, le Groupe utilise par ailleurs principalement ses ressources issues d'excédents de trésorerie générés par l'activité opérationnelle, la facilité de crédit *revolving* d'un montant nominal de 75 millions d'euros à échéance 2026 décrite précédemment, ainsi que les produits associés à son activité de développeur (sous la forme principalement de conventions de développement).

Les besoins en trésorerie liés au développement et à la construction des projets varient en fonction du stade d'avancement d'un projet.

2.5.2 FINANCEMENT DES PROJETS PAR ENDETTEMENT

2.5.2.1 PROCESSUS DE FINANCEMENT

Lorsque le développement d'un projet est suffisamment avancé, le Groupe entame un processus de sondage des prêteurs potentiels, afin d'obtenir des termes de financement compétitifs et de préparer ainsi ses candidatures en vue des procédures d'appel d'offres ou des schémas de contractualisation de la production électrique anticipés. Une fois le contrat ou mécanisme de vente d'électricité conclu, incluant notamment le recours à des contrats d'agrégation, le Groupe procède à la mise en place du financement du projet dans le cadre d'un processus détaillé et structuré, impliquant la réalisation de *due diligences* par les prêteurs et la négociation des contrats de financement. Dans le cadre de ces négociations, le Groupe s'appuie sur sa direction juridique et son équipe de financement, basées à Paris, pour tous les contrats conclus en dehors de l'Australie, où le Groupe dispose d'une équipe de financement spécifique et d'un support juridique interne local.

2.5.2.2 STRUCTURATION ET PERIMETRE DES FINANCEMENTS

Le Groupe structure le plus souvent le financement de ses projets au travers d'une société de projet dédiée à un projet ou à un groupe de projets. Dans un nombre de cas limité, l'ensemble du projet est détenu par plusieurs sociétés de projet.

Le périmètre de financement concerne ainsi soit des projets individuels, soit des groupes de projets, notamment lorsque les projets sont de petite taille ; le Groupe peut alors être amené à regrouper plusieurs projets au sein d'une même structure de financement afin d'obtenir un financement à des conditions plus favorables que celles qui seraient obtenues si le financement était négocié projet par projet, bénéficiant ainsi d'un effet volume et d'une mutualisation des risques (garanties croisées et diversification des ressources).

Les financements souscrits par le Groupe pour le compte de chaque société de projet ou, lorsque plusieurs projets sont financés au travers du même véhicule, pour le compte de chaque véhicule de financement, sont très majoritairement sans recours (ou à « recours limité » en période de construction), sur les actifs de la Société ou les actifs des autres entités du Groupe.

2.5.2.3 EFFET DE LEVIER (LEVERAGE) / TAUX D'ENDETTEMENT (GEARING)

Les projets sont généralement financés par une dette senior, selon les modalités décrites précédemment (à laquelle s'ajoutent, dans certains cas, des financements mezzanines), ainsi que par une contribution en fonds propres, apportée par la Société (et, dans certains cas, par des investisseurs minoritaires).

Certains projets portant des installations de stockage d'électricité, en nombre limité, et pour lesquels le niveau d'exposition au risque de marché ne permet pas la mise en place d'un financement sans recours dédié, sont financés exclusivement en fonds propres, apportés par la Société.

Le type de prêteur dans ces montages dépend du marché concerné :

- sur les marchés développés, le Groupe a établi des relations solides avec un ensemble de « banques partenaires » telles que KfW Ipex, Société Générale, Groupe BPCE, BNP Paribas, Banque Postale, Clean Energy Finance Corporation, HSBC, NORD/LB ou encore Bpifrance, tout en conservant la flexibilité de choisir parmi d'autres prêteurs, notamment australiens et japonais, pour ses actifs en Australie, et ce en fonction de l'attractivité de leurs propositions de financement ;
- sur les marchés en développement, le Groupe travaille principalement avec des banques de développement ainsi que ses banques partenaires. Ces prêteurs comprennent, notamment, Proparco, Inter-American Development Bank, la Société financière internationale (faisant partie de la Banque Mondiale) et la Development Finance Corporation.

Les conditions de prêt, et en particulier le niveau d'endettement d'un projet donné, dépendent de divers facteurs, comme les flux de trésorerie anticipés, la localisation du projet ou encore les risques de contrepartie et de marché.

Sur la base de plusieurs facteurs, dont tout particulièrement ceux décrits ci-dessus, les prêteurs déterminent le ratio minimum de couverture du service de la dette (*minimum debt service coverage ratio*), c'est-à-dire le montant maximal des flux de trésorerie prévisionnels du projet qu'ils sont prêts à financer. Dans certains cas, les prêteurs détermineront également un taux d'endettement maximum (*maximum gearing ratio*) afin d'assurer un pourcentage minimum de fonds propres dans le projet concerné.

2.5.3 INDICATEURS SUIVIS PAR LE GROUPE

La durée résiduelle moyenne des financements de projet consentis, au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation, se présente comme suit :

Durée résiduelle moyenne pondérée par l'endettement (en années)	Solaire	Eolien	Total
AUD	12,7	18,2 ¹¹	16,3
EUR	15,5	17,4	16,8
USD	13,6	N/A	13,6
TOTAL 31.12.2022	13,4	17,7	15,9
TOTAL 31.12.2021	14,2	16,9	15,8

L'augmentation constatée entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 sur le segment éolien reflète l'entrée en opération de la centrale de Mutkalampi en Finlande.

Le ratio moyen pondéré du montant de la dette projet levée par rapport aux dépenses d'investissement réalisées pour le développement et la construction des projets, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021, se présente comme suit :

Ratio dettes projets / Dépenses d'investissement	Solaire	Eolien	Total
AUD	64%	79%	73%
EUR	90%	70%	75%
USD	64%	N/A	64%
TOTAL 31.12.2022	70%	73%	72%
TOTAL 31.12.2021	70%	77%	73%

La diminution constatée entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 sur le segment éolien s'explique principalement par l'entrée en opération de la centrale de Mutkalampi en Finlande.

Par ailleurs, le ratio de levier en pourcentage du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit *corporate* ou mise en place pour le financement de ses projets était de 72 % au 31 décembre 2022.

Le taux d'intérêt moyen pondéré de l'endettement au titre des financements de projet, sur une base *all-in*, c'est-à-dire la somme de la marge appliquée par l'établissement financier et les *swaps* de taux ou autres produits dérivés de taux, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en opération, se présente comme suit :

Taux d'intérêt moyen pondéré des financements de projet <i>all-in</i>	Solaire	Eolien	Total
AUD	5,0%	4,1%	4,4%
EUR	2,0%	2,5%	2,3%
USD	6,9%	N/A	6,9%
TOTAL 31.12.2022	5,0%	3,1%	4,0%
TOTAL 31.12.2021	4,4%	2,9%	3,7%

L'augmentation constatée entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 s'explique essentiellement par un contexte de remontée des taux d'intérêts, ayant affecté la part non couverte des financements de projet des actifs en exploitation, et, pour la dette libellée en euros, par l'effet de l'entrée en opération de la centrale éolienne de Mutkalampi en Finlande.

¹¹ Les actifs australiens Western Downs (solaire - 460 MWp), Kaban (éolien - 157 MW) et Goyder 1A (éolien - 209 MW), actuellement en construction, ont été financés individuellement sous forme de financements de projet court terme (type mini-perm) d'une durée de 5 ans. Ils seront intégrés dans l'indicateur de durée résiduelle moyenne pondérée par l'endettement dès leur entrée en exploitation.

Par ailleurs, au 31 décembre 2022, le taux d'intérêt moyen pondéré des différentes dettes du Groupe (dettes projets, dettes mezzanines et dettes *corporate*) est d'environ 2,6 % en euros, 4,3 % en dollars australiens, et 6,9 % en dollars américains. Ce taux d'intérêt moyen est (i) calculé sur la base de tous les financements à date (dette signée, en tirage, en remboursement, consolidée), (ii) pondéré sur la base de l'encours de dette au 31 décembre 2022, (iii) calculé sur une base *all-in*, c'est-à-dire la somme de la marge appliquée par l'établissement financier et les *swaps* de taux ou autres produits dérivés de taux, (iv) hors frais de structuration des financements.

Pour rappel, au 31 décembre 2021, le taux d'intérêt moyen pondéré des différentes dettes du Groupe (dettes projets, dettes mezzanines et dettes *corporate*) était d'environ 2,1 % en euros, 4,0 % en dollars australiens, et 6,0 % en dollars américains.

L'augmentation constatée du taux moyen pondéré de la dette Groupe libellée en euros entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 s'explique essentiellement par (i) les tirages réalisés au titre du financement de la centrale éolienne de Mutkalampi en Finlande (ii) l'émission en septembre 2022 de nouvelles OCEANes vertes dont le coupon annuel s'élève à 2,875 % (iii) un contexte de remontée des taux d'intérêts ayant affecté la part non couverte des financements de projet en euros.

L'augmentation constatée du taux moyen pondéré de la dette Groupe en dollars américains et en dollars australiens entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 s'explique essentiellement par un contexte de remontée des taux, ayant affecté la part non couverte des financements de projet libellés dans ces deux devises.

Au 31 décembre 2022, le taux d'intérêt moyen global pour le Groupe est d'environ 3,8 % contre environ 3,5 % au 31 décembre 2021, en raison notamment d'un contexte de remontée globale des taux d'intérêts, ayant affecté la part des financements de projets non couverte (se référer à la section 4.1 - note 22.1 « risques de taux »).

Les conditions d'emprunts et la structure de financement du Groupe sont détaillées en section 4.1 - note 20 « financement et instruments financiers ».

2.5.4 PASSAGE DE L'ENDETTEMENT FINANCIER CONSOLIDÉ A LA DETTE NETTE

Dans le cadre de l'analyse et de la gestion de son endettement, le Groupe prend en compte non seulement le niveau global de son endettement financier consolidé, mais aussi sa « dette nette », un indicateur non-IFRS.

(En millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021	Var	Var (en %)
Total dettes financières^(a)	3 509,3	2 953,4	+ 555,9	+ 19%
Investisseurs minoritaires et autres ^(b)	(40,2)	(31,0)	- 9,1	- 29%
Total dettes financières ajustées	3 469,1	2 922,4	+ 546,8	+ 19%
Trésorerie et équivalents de trésorerie ^(c)	(622,8)	(592,6)	- 30,3	- 5%
Dépôts de garantie ^(d)	(79,0)	(67,2)	- 11,8	- 18%
Instruments financiers dérivés de taux actifs ^(e)	(302,7)	(30,4)	- 272,3	x10
Total dette nette^(f)	2 464,6	2 232,2	+ 232,4	+ 10%

a) Comprend essentiellement les dettes liées au financement des projets, les composantes dettes des OCEANes et les dettes locatives qui sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA ajusté qui n'inclut pas les charges de loyers (application de la norme IFRS 16 « contrats de location »). Les dettes financières sont détaillées en section 4.1 - note 20.2 des comptes consolidés de l'exercice 2022.

b) Comprend notamment les prêts d'actionnaires octroyés aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires.

c) L'évolution du poste est détaillée au paragraphe 2.4.2.4 du présent Amendement.

d) Comprend principalement des dépôts de garantie constitués dans le cadre de financements de projets, au titre notamment de comptes de réserve du service de la dette (Debt Service Reserve Account ou DSRA), ou dans le cadre de leur construction.

e) Instruments financiers dérivés de taux ayant une valeur de marché positive. Les instruments financiers dérivés de taux dont la valeur de marché est négative figurent dans le total des dettes financières. L'évolution par rapport au 31 décembre 2021 s'explique par l'appréciation de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux, dans un contexte de remontée des taux d'intérêts forward sur l'exercice 2022 (se reporter à la section 4.1 - note 20.2 des comptes consolidés de l'exercice 2022).

f) Au 31 décembre 2022, les disponibilités prises en compte dans le calcul de la dette nette incluent 90,3 millions d'euros, correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Par ailleurs, du fait de la forte hausse des taux d'intérêts forward sur l'exercice, la juste-valeur positive des instruments financiers de taux a fortement augmenté, pour atteindre 302,7 millions d'euros. En excluant ces deux éléments, à caractère temporaire, la dette nette se serait établie à 2 857,6 millions d'euros au 31 décembre 2022. Pour plus détail, se reporter à la section 4.1 - aux notes 17 et 20.2 du présent Amendement.

Analyse des dettes financières par nature

(En millions d'euros)	Non courantes	Courantes	31.12.2022	Non courantes	Courantes	31.12.2021	Var
Financements seniors des projets	2 331,0	386,7	2 717,6	1 795,1	404,5	2 199,6	+ 518,1
Financements obligataires des projets	73,9	3,5	77,4	102,3	15,3	117,5	- 40,2
Dettes locatives	257,5	6,9	264,4	212,1	7,7	219,7	+ 44,7
Financements corporate	407,9	1,8	409,7	337,5	1,3	338,8	+ 70,8
Investisseurs minoritaires et autres	39,9	0,3	40,2	30,8	0,3	31,0	+ 9,1
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	-	-	23,3	23,3	46,7	- 46,7
Total dettes financières	3 110,2	399,1	3 509,3	2 501,0	452,4	2 953,4	+ 555,9

Financements seniors des projets (+ 518,1 millions d'euros)

Au cours de l'exercice 2022, de nouveaux emprunts ont été émis dans le cadre du financement des projets du Groupe (+ 856,3 millions d'euros), essentiellement :

- au sein de la zone Europe-Afrique (+ 535,0 millions d'euros), dont Mutkalampi en Finlande (+ 306,4 millions d'euros), plusieurs centrales éoliennes et solaires en France (respectivement pour + 165,1 millions d'euros et + 49,1 millions d'euros), et plusieurs centrales solaires en Irlande (+ 14,3 millions d'euros) ;
- au sein de la zone Australie (+ 319,6 millions d'euros), dont principalement Kaban (+ 140,0 millions d'euros), Western Downs (+ 84,9 millions d'euros), Victorian Big Battery (+ 45,6 millions d'euros), Goyder (+ 33,1 millions d'euros) et Capital Battery (+ 15,6 millions d'euros).

A cela s'ajoutent :

- les remboursements d'emprunts réalisés sur l'exercice 2022 (- 307,8 millions d'euros) ;
- la variation de périmètre liée au *farm-down* de la centrale éolienne de Saint-Sauvant en France (- 30,7 millions d'euros) ;
- les financements de projets reclassés en passifs destinés à être cédés, correspondant à la centrale solaire de Cabrela au Portugal (- 25,1 millions d'euros) ;
- l'incidence des effets de change (+ 19,3 millions d'euros) ;
- la variation du coût amorti des emprunts (+ 7,0 millions d'euros).

Au 31 décembre 2022, des financements de projets seniors ont été reclassés en financements courants pour un montant de 226,6 millions d'euros, contre 252,4 millions d'euros au 31 décembre 2021 (se référer au paragraphe 2.4.1.10 et à la section 4.1 – aux notes 1.3 et 20.2).

Financements obligataires des projets (- 40,2 millions d'euros)

Les financements obligataires comprennent essentiellement des dettes juniors sur des entités détenant des projets. Le recul constaté au cours de l'exercice 2022 s'explique principalement par le refinancement de la dette mezzanine de Neoen Production 2. Celui-ci a donné lieu au remboursement intégral des trois tranches historiques (euros, dollars australiens, dollars américains) pour - 110,7 millions d'euros, et à l'émission d'une nouvelle dette, exclusivement en euros, pour + 77,7 millions d'euros nets de frais d'émission.

Dettes locatives (+ 44,7 millions d'euros)

La hausse par rapport à l'année précédente est principalement due à l'entrée en vigueur de nouveaux baux ou de réévaluations (+ 52,4 millions d'euros), et à des remboursements (- 5,8 millions d'euros).

Financements corporate (+ 70,8 millions d'euros)

Au 31 décembre 2022, les financements *corporate* correspondent principalement aux OCEANES vertes émises en juin 2020 et en septembre 2022. L'augmentation du poste au cours de l'exercice 2022 correspond principalement à l'émission des OCEANES vertes 2022 (+ 249,8 millions d'euros correspondant à la composante dette nette de frais), compensée par la conversion des OCEANES 2019 (- 190,8 millions d'euros auxquels s'ajoute - 0,4 million remboursé en numéraire), ainsi qu'à l'amortissement des primes d'émission relatives aux OCEANES et OCEANES vertes (+ 10,6 millions d'euros).

Investissements minoritaires et autres (+ 9,1 millions d'euros)

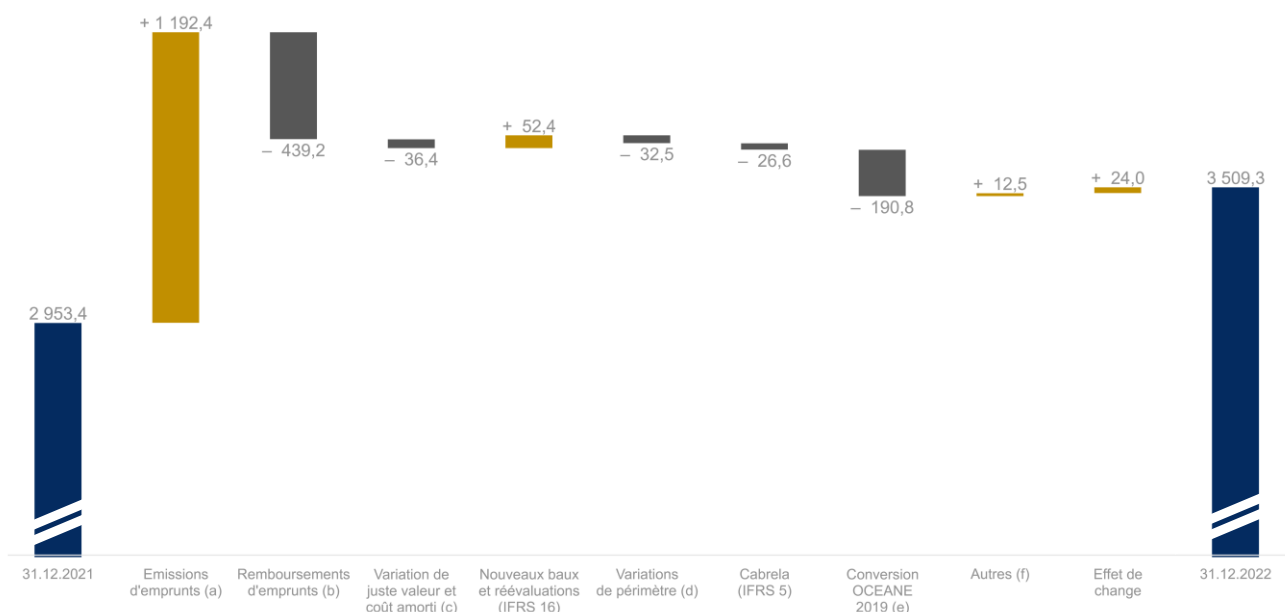
Ce poste est essentiellement constitué des apports en compte courant des actionnaires minoritaires dans le cadre de financement des projets.

Instruments financiers dérivés de taux passifs (– 46,7 millions d'euros)

Au 31 décembre 2022, l'ensemble des instruments financiers dérivés de taux ont une valorisation positive du fait de la hausse importante des taux d'intérêts *forward* sur la période dans l'ensemble des zones géographiques où opère le Groupe, et sont donc présentés à l'actif.

Evolution des dettes financières du Groupe

L'évolution des dettes financières du Groupe au cours de l'année 2022 se présente comme suit. Les montants sont exprimés en millions d'euros.



- a) Les émissions d'emprunts correspondent essentiellement aux financements des nouveaux actifs de production d'électricité et de stockage du Groupe sous forme de dettes seniors (+ 856,3 millions d'euros), à l'émission des OCEANes vertes 2022 (+ 249,8 millions d'euros, correspondant à la composante dette nette de frais d'émission), et à la dette levée dans le cadre du refinancement de Neoen Production 2 (+ 77,7 millions d'euros nets de frais d'émission). Se reporter au paragraphe ci-avant « analyse des dettes financières par nature - Financements seniors des projets » du présent Amendement.
- b) Ils comprennent principalement les remboursements d'emprunts réalisés au cours de l'exercice au titre des financements seniors au niveau des actifs (- 307,8 millions d'euros) et dans le cadre du refinancement de Neoen Production 2 (- 110,7 millions d'euros). Se reporter au paragraphe ci-avant « analyse des dettes financières par nature - Financements seniors des projets » du présent Amendement.
- c) Dont - 48,2 millions d'euros de diminution de juste valeur des instruments financiers dérivés de taux passifs, du fait de la hausse significative des taux d'intérêts *forward* au cours de l'exercice et + 11,9 millions d'euros de variation du coût amorti des emprunts.
- d) Dont - 32,4 millions d'euros liés à l'opération de farm-down de la centrale éolienne de Saint-Sauvant en France.
- e) Se reporter au paragraphe 2.4.1.6 « conversion d'OCEANes » du présent Amendement.
- f) Ce poste comprend essentiellement l'amortissement des primes d'émission relatives aux OCEANes et OCEANes vertes (+ 10,6 millions d'euros).

2.5.5 RESTRICTIONS EVENTUELLES A L'UTILISATION DE CAPITAUX

Les contrats de financement de la Société sont soumis au respect d'un certain nombre d'engagements décrits dans le paragraphe 3.1.3 « risques liés aux clauses spécifiques des contrats de financement (*covenants*) ».

Financements bancaires

Les financements bancaires sans recours mis en place au niveau des sociétés de projets, et les dettes mezzanine existantes au niveau de holdings intermédiaires, prévoient des clauses de restriction de remontée de trésorerie, sous forme de distributions de fonds propres ou de remboursements d'avances en compte courant, de ces sociétés de projets et holdings intermédiaires portant des dettes mezzanine, vers leurs actionnaires. Celles-ci sont fonction principalement du respect de *covenants* financiers, dont notamment, au niveau des sociétés de projets, le respect d'un *DSCR* (ratio de couverture du service de la dette par des liquidités disponibles) *lock-up*, généralement légèrement supérieur au ratio minimum prévu dans le contrat de financement.

Les financements bancaires sans recours mis en place au niveau des sociétés de projets, prévoient également, dans certains cas, la constitution d'un dépôt de garantie à travers un compte de réserve couvrant une à plusieurs échéances de service de la dette (*DSRA*). Les remontées de trésorerie aux actionnaires sont généralement restreintes dès lors que ce compte de réserve n'est pas complètement constitué ou reconstitué à l'issue de sa mobilisation.

Covenants financiers

Au 31 décembre 2022, deux actifs du Groupe, l'un en Australie (déjà concerné par un cas de défaut fin 2021), l'autre au Mexique, ne respectaient pas, suite notamment à des problématiques opérationnelles, leur ratio minimum de couverture du service de la dette.

En conséquence, le Groupe a accéléré dans ses comptes les dettes de financement de projet sans recours afférentes, présentées en endettement financier courant, pour des montants respectifs de 128,7 millions de dollars australiens (soit 82,0 millions d'euros) et 124,1 millions de dollars américains (soit 116,3 millions d'euros). Le Groupe a parallèlement engagé des négociations en vue d'une résolution de ces cas de défauts. A ce titre, la Société a ainsi obtenu un *waiver* en date du 1^{er} février 2023 pour le cas de défaut affectant l'actif mexicain. S'agissant de l'actif australien, les négociations sont toujours en cours avec les établissements prêteurs en date de publication du présent Amendement.

Les autres sociétés financées par des dettes projets et mezzanines respectaient en revanche leurs covenants de ratios financiers de *Debt Service Coverage Ratio (DSCR)* minimum, ou de fonds propres minimum.

Pour plus d'informations concernant la description des contrats de financement et les risques afférents, se référer au paragraphe 3.1.2 « risques relatif aux projets en phase de développement et de construction ».

Financements corporate

Le crédit syndiqué mis en place en mars 2020 et ayant depuis fait l'objet de plusieurs amendements, présente des restrictions spécifiques, soumettant notamment la distribution de dividendes par la Société au fait que celle-ci ne dépasse pas un niveau maximal exprimé en pourcentage du résultat net de Neoen S.A.

Pour davantage d'information sur la politique en matière de dividendes, se reporter au paragraphe 5.3.8 « Dividendes » du présent Amendement.

Situation en Argentine

Les règles mises en place par la Banque Centrale de la République d'Argentine au cours du second semestre 2019, visant à restreindre l'accès aux devises étrangères aux entreprises et particuliers argentins afin d'endiguer la dévaluation du peso argentin (ARS) par rapport au dollar américain (USD), ont toujours pour conséquence, à la date de publication des comptes 2022 du Groupe, de restreindre substantiellement la possibilité d'achat de dollars sur le marché des changes argentins à des fins de :

- remboursements des comptes courants d'actionnaires libellés en dollars américains en faveur de la centrale solaire Altiplano 200 (s'élevant à 101,2 millions de dollars américains, y compris intérêts courus pour 16,4 millions de dollars américains, au 31 décembre 2022) ;
- paiements de dividendes.

Ces restrictions n'affectent pas en revanche les paiements, au titre du service des dettes libellées en dollars américains (remboursement en principal ou intérêt), en faveur des prêteurs étrangers sur ce projet.

2.5.6 SOURCES DE FINANCEMENTS ATTENDUES POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS

Le Groupe envisage de continuer à financer la majorité de ses besoins en trésorerie pour la construction de ses installations futures par le biais de financements de projets sans recours et long-terme au niveau des sociétés de projets ou des holdings qui les détiennent. Ceux-ci pourront être complétés par d'autres financements, en dehors des sociétés de projets, dont des financements *corporate*, dans le respect d'un objectif, communiqué lors du *Capital Markets Day* du 11 mars 2021, et toujours en vigueur, de ratio de levier financier supérieur à 70 % du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit *corporate* ou mise en place pour le financement de ses projets.

Le Groupe continue de viser une capacité en construction et en opération de plus de 10 GW à fin 2025. Le Groupe s'attend désormais à ce que le total des dépenses d'investissement pour les projets inclus dans cet objectif de plus de 10 GW, et qui n'étaient pas encore en opération en mars 2021 s'élève à environ 6,2 milliards d'euros sur la période 2021-2025.

Ce plan d'investissement annoncé par Neoen à l'occasion de son *Capital Markets Day 2021*, conjugué aux engagements déjà pris par le Groupe, implique la mobilisation de ressources supplémentaires d'un montant estimé à environ 335,0 millions d'euros sur les douze prochains mois.

Dans ce cadre, en complément des financements de projets sans recours et long-terme que le Groupe envisage de mettre en place au niveau des sociétés de projets ou des holdings qui les détiennent, du refinancement envisagé à l'échéance de ses financements *corporate*, et de l'émission de financements *corporate* additionnels, des flux de trésorerie nets générés par son activité, après remboursement du principal et des intérêts de ses emprunts, et des produits nets générés par l'activité de *farm-down*, le Groupe sera amené, comme annoncé à l'occasion de la présentation de l'état d'avancement de l'exécution de son plan stratégique 2021-2025, consécutive à la publication de ses résultats annuels 2022, à lever des capitaux propres supplémentaires pour un montant estimé par le Groupe à un maximum de 750,0 millions d'euros d'ici à fin 2025, horizon de réalisation de cet objectif de plus de 10 GW, et ce en complément des 600 millions d'euros déjà levés dans le cadre de l'augmentation de capital réalisée le 9 avril 2021 (se référer à la section 2.3 du présent Amendement).

Ce besoin a été évalué en tenant compte notamment des perspectives de croissance de la capacité installée pour les technologies solaires, éoliennes et de stockage d'électricité, des coûts d'investissements par MW attendus au cours de la période 2023-2025, pour chacune de ces trois technologies, et du ratio de levier moyen observé en matière de financement de projet solaire, éolien et de stockage dans les différentes géographies où opère le Groupe.

Au regard de la flexibilité dont dispose le Groupe dans le calendrier de réalisation de ses projets, ses ressources déjà disponibles et mobilisables sont néanmoins suffisantes pour lui permettre de couvrir pour les douze prochains mois ses engagements de dépenses non reportables.

Au 31 décembre 2022, le Groupe disposait en outre d'une trésorerie brute de 622,8 millions d'euros¹² et de 288,0 millions d'euros de lignes bancaires *corporate* non-utilisées.

2.5.7 SITUATION ET FLUX DE TRESORERIE

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var
Flux net de trésorerie lié aux activités opérationnelles	457,0	276,0	+ 181,0
Flux net de trésorerie lié aux activités d'investissement	(1 113,7)	(709,2)	- 404,4
Flux net de trésorerie lié aux activités de financement	681,3	643,5	+ 37,8
Incidence de la variation des taux de change	9,4	7,3	+ 2,1
Effet du reclassement de la trésorerie lié aux actifs détenus en vue de la vente	(3,9)	-	- 3,9
Variation de trésorerie	30,2	217,6	- 187,4

¹² Au 31 décembre 2022, les disponibilités incluent 90,3 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur (se référer aux notes 17 et 20.2 aux états financiers consolidés).

2.5.7.1 FLUX NET GENERE PAR L'ACTIVITE OPERATIONNELLE DU GROUPE

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var
Résultat net de l'ensemble consolidé	45,7	40,2	+ 5,4
Élimination de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie ^(a)	(2,8)	-	- 2,8
Autres éliminations ^(b)	349,7	202,0	+ 147,7
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement ^(c)	81,6	44,3	+ 37,3
Impôts décaissés (encaissés) ^(d)	(17,2)	(10,6)	- 6,6
Flux net de trésorerie lié aux activités opérationnelles	457,0	276,0	+ 181,0

a) En 2022, l'élimination de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie, sans incidence sur la trésorerie du Groupe, concerne des centrales en Finlande pour (42,9) millions d'euros et en Australie pour 45,7 millions d'euros.

b) Ce flux comprend essentiellement l'élimination des amortissements et provisions (176,9 millions d'euros en 2022 contre 117,5 millions d'euros en 2021), des plus et moins-values de cession ((12,5) millions d'euros en 2022 contre (42,0) millions d'euros en 2021), du coût de l'endettement financier (135,6 millions d'euros en 2022 contre 106,5 millions d'euros en 2021) et de la charge (produit) d'impôt différé et exigible (32,6 millions d'euros en 2022 contre 13,3 millions d'euros en 2021). Le lecteur est invité à se reporter au tableau des flux de trésoreries consolidés – section 4.1 - paragraphe 4.1.5 du présent Amendement.

c) La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) s'est élevée à + 81,6 millions d'euros, contre + 44,3 millions d'euros en 2021. Cette progression (+ 37,3 millions d'euros) résulte essentiellement de l'effet :

- de l'augmentation des autres dettes (contribution à la variation de BFR de + 114,6 millions d'euros en 2022 contre + 1,4 million d'euros en 2021). En 2022, elles comprennent 90,3 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur.
- de la progression des créances clients (contribution à la variation de BFR de - 37,2 millions d'euros en 2022 contre + 4,4 millions d'euros en 2021), conséquence d'un niveau d'activité plus élevé en fin d'année 2022, principalement en Finlande et en Australie.
- de l'augmentation des autres créances (contribution à la variation de BFR de - 2,2 millions d'euros en 2022 contre + 25,3 millions d'euros en 2021). L'impact positif sur le BFR observé en 2021 résultait principalement de l'encaissement de créances de TVA principalement en Finlande et en Argentine.

En 2021, l'incidence de la variation du besoin en fonds de roulement résultait des encaissements constatés au titre d'indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certaines centrales, et de l'encaissement de créances de TVA historiques sur des centrales en construction.

d) La variation des impôts décaissés de - 6,6 millions d'euros entre 2021 et 2022 s'explique notamment par une hausse de l'impôt décaissé sur le périmètre de l'intégration fiscale Neoen S.A. associée principalement au versement, en 2022, d'acomptes basés sur le résultat imposable 2021 (se reporter au tableau des flux de trésoreries consolidés – section 4.1 et au paragraphe 4.1.5 du présent Amendement et à la note 11 « impôts »).

La progression du flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles (+ 181,0 millions d'euros), entre 2021 et 2022, provient principalement de la hausse de l'EBITDA ajusté (+ 113,6 millions d'euros), détaillée dans le paragraphe 2.1.1 du présent Amendement, et d'une plus forte contribution de la variation du besoin en fonds de roulement détaillée ci-dessus.

2.5.7.2 FLUX NET PROVENANT DES INVESTISSEMENTS DU GROUPE

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ^(a)	(15,6)	(32,2)	+ 16,5
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée ^(b)	26,2	72,1	- 45,9
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ^(c)	(1 111,2)	(754,5)	- 356,7
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	1,1	0,2	+ 0,9
Variation des actifs financiers ^(d)	(15,4)	3,2	- 18,6
Dividendes reçus	1,2	1,9	- 0,7
Flux net de trésorerie lié aux activités d'investissement	(1 113,7)	(709,2)	- 404,4

- a) En 2022, les acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise concernent principalement des projets en développement au Canada, en Finlande et en Equateur (se référer au paragraphe 2.4.1.1 « poursuite de la croissance du portefeuille » du présent Amendement). En 2021, ce flux correspondait essentiellement à l'acquisition de projets en développement en Irlande, en Finlande, en Suède et en France (se reporter au tableau des flux de trésoreries consolidés – section 4.1 – paragraphe 4.1.5 du présent Amendement).
- b) En 2022, les cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée correspondent à l'opération de farm-down de la centrale éolienne de Saint-Sauvant et à l'encaissement d'une composante du prix de cession d'une opération de farm-down réalisée au dernier trimestre 2021 (se reporter au paragraphe 2.4.1.8 et à la section 4.1 – note 1.3 « événements de l'exercice »). En 2021, elles correspondaient principalement aux opérations de farm-down ayant concerné les centrales solaires de Grabels (Hérault) et Lagarde (Vaucluse), les centrales solaires de Lugos (Gironde) et Miremont (Haute-Garonne), et les projets éoliens Le Berger (Meuse) et Les Beaux Monts (Yonne).
- c) Ces flux sont détaillés ci-dessous et dans le paragraphe 2.5.8.2 « principaux investissements réalisés » du présent Amendement.
- d) La variation observée au cours de l'exercice s'explique essentiellement par l'impact net du déblocage et de la constitution de dépôts de garantie liés à la construction et au financement d'actifs de production. En 2022, les acquisitions se sont élevées à (17,2) millions d'euros et les cessions à 1,9 million d'euros. En 2021, les acquisitions s'élevaient à (23,8) millions d'euros et les cessions à 27,0 millions d'euros.

En 2022, la progression des dépenses liées aux activités d'investissement (**- 404,4 millions d'euros**) par rapport à 2021, s'explique principalement par une augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles (**- 356,7 millions d'euros**), qui avaient connu, en 2021, un ralentissement temporaire, conséquence directe du calendrier de réalisation des projets du Groupe.

A cela s'ajoute l'incidence nette des opérations de farm-down réalisées en 2021 et en 2022 (**- 45,9 millions d'euros**).

En 2022, les investissements réalisés dans les projets (acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des variations de dettes de fournisseurs d'immobilisations) se sont élevés à 1 111,2 millions d'euros, et concernent principalement les projets Bulgana (12,5 millions d'euros), Capital Battery (35,7 millions d'euros), Victorian Big Battery (38,4 millions d'euros), Kaban (139,7 millions d'euros), Western Downs (147,3 millions d'euros) et Goyder (155,7 millions d'euros) en Australie, Björkliden (19,7 millions d'euros) et Mutkalampi (268,0 millions d'euros) en Finlande, Storen (34,1 millions d'euros) en Suède, Torre Bela (3,4 millions d'euros) et Rio Maior (27,9 millions d'euros) au Portugal, Itzoteno (15,1 millions d'euros) au Mexique, ainsi que des projets éoliens (40,9 millions d'euros), des projets solaires (61,6 millions d'euros) et des projets de stockage (5,0 millions d'euros) en France, des projets solaires en Irlande (18,6 millions d'euros), et des coûts de développement (23,4 millions d'euros).

En 2021, les 754,5 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des variations de dettes de fournisseurs d'immobilisations concernaient principalement les projets Bulgana (52,3 millions d'euros), Kaban (62,5 millions d'euros), Victorian Big Battery (85,5 millions d'euros) et Western Downs (150,6 millions d'euros) en Australie, Mutkalampi (123,7 millions d'euros) en Finlande, Metoro (17,3 millions d'euros) au Mozambique, Altiplano 200 (10,8 millions d'euros) en Argentine, Itzoteno (12,1 millions d'euros) au Mexique, ainsi que des projets solaires (73,8 millions d'euros) et éoliens (91,0 millions d'euros) en France, et des coûts de développement (38,5 millions d'euros).

Les investissements réalisés au cours de l'exercice sont détaillés au paragraphe 2.5.8.2 du présent Amendement.

2.5.7.3 FLUX NET PROVENANT DU FINANCEMENT DU GROUPE

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var
Augmentation de capital de la société mère ^(a)	48,1	592,1	- 544,0
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations (réductions) de capital	(1,5)	(2,4)	+ 0,9
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ^(b)	(6,0)	-	- 6,0
Cession (acquisition) nette d'actions propres	(2,1)	(12,1)	+ 10,0
Émissions d'emprunts ^(c)	1 192,4	419,3	+ 773,1
Dividendes payés ^(d)	(2,1)	(0,2)	- 1,9
Remboursements d'emprunts ^(c)	(439,2)	(272,0)	- 167,3
Intérêts financiers versés	(108,3)	(81,3)	- 27,0
Flux net de trésorerie lié aux activités de financement	681,3	643,5	+ 37,8

- a) En 2022, ce flux correspond principalement à la composante capitaux propres des OCEANes vertes émises en septembre 2022 (+ 47,4 millions d'euros - se reporter au paragraphe 2.4.1.7 du présent Amendement et à la section 4.1 - note 1.3 des états financiers consolidés). En 2021, ce flux correspondait principalement à l'augmentation de capital réalisée le 9 avril 2021 par le Groupe pour 591,2 millions après prise en compte des frais d'émission.
- b) En 2022, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle correspondent au paiement du solde du put de 19,9% associé à la centrale de Mutkalampi (option de vente exercée en 2021).
- c) Les émissions d'emprunts et les remboursements réalisés en 2022 sont détaillés au paragraphe 2.5.4 du présent Amendement. En 2021, les émissions d'emprunts correspondaient essentiellement aux financements des nouveaux projets du Groupe sous forme de dettes seniors à hauteur de + 413,0 millions d'euros.
- d) En 2022, ce flux correspond principalement au dividende versé en numéraire par Neoen S.A. au titre de l'exercice 2021 (se reporter à la section 4.1 - note 1.3 du présent Amendement).

La progression du flux net de trésorerie lié aux activités de financement, entre 2021 et 2022, est essentiellement imputable à la hausse des émissions d'emprunts nettes des remboursements, associée directement au calendrier de réalisation des projets du Groupe sous financement de projet, ainsi qu'à l'émission d'OCEANes vertes 2022, effet compensé en partie par l'incidence de l'augmentation de capital réalisée en 2021.

Les investissements de l'exercice 2022 ont été financés, pour une part importante, par l'émission de nouveaux emprunts au niveau des sociétés de projet, ainsi que par l'émission des OCEANes vertes 2022 par Neoen S.A., et dans une moindre mesure, sur fonds propres, issus notamment de l'augmentation de capital réalisée en 2021.

2.5.8 INVESTISSEMENTS

2.5.8.1 POLITIQUE D'INVESTISSEMENT

Les dépenses d'investissement du Groupe sont essentiellement réalisées dans des projets de parcs solaires et éoliens, et de centrales de stockage, en développement ou en construction, et se composent d'acquisitions d'immobilisations corporelles d'une part et incorporelles d'autre part. Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement comprennent aussi des investissements financiers réalisés à travers des acquisitions d'actifs financiers (essentiellement sous forme de comptes de réserve du service de la dette - DSRA) et des acquisitions de filiales et d'actifs en développement.

La politique d'investissement du Groupe repose sur le Conseil d'administration qui valide annuellement le budget alloué aux dépenses en capital et approuve (i) tout investissement par la Société ou l'une de ses filiales, immédiatement ou à terme, en fonds propres ou dépense relatif à un projet non prévu au budget (y compris tout partenariat ou contrat de *joint-venture*) d'un montant unitaire supérieur à 20 millions d'euros, (ii) tout investissement ou dépense réalisé par la Société ou l'une de ses filiales relatif à un projet prévu au budget ou autorisé par le Conseil d'administration, pour un montant qui entraîne un accroissement de plus de 15 % des fonds propres prévus au budget ou autorisé par le Conseil d'administration pour ledit projet.

2.5.8.2 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS REALISES

Le tableau ci-dessous détaille les investissements consolidés réalisés au cours des exercices clos les 31 décembre 2022 et 31 décembre 2021 :

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles^(a)	1 111,2	754,5	+ 356,7	+ 47%
Dont acquisitions d'immobilisations incorporelles	44,5	38,5	+ 6,0	+ 15%
Dont acquisitions d'immobilisations corporelles	1 066,7	715,9	+ 350,7	+ 49%
Investissements financiers^(b)	32,8	56,0	- 23,2	- 41%
Dont acquisitions d'actifs financiers ^(c)	17,2	23,8	- 6,6	- 28%
Dont acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ^(d)	15,6	32,2	- 16,5	- 51%

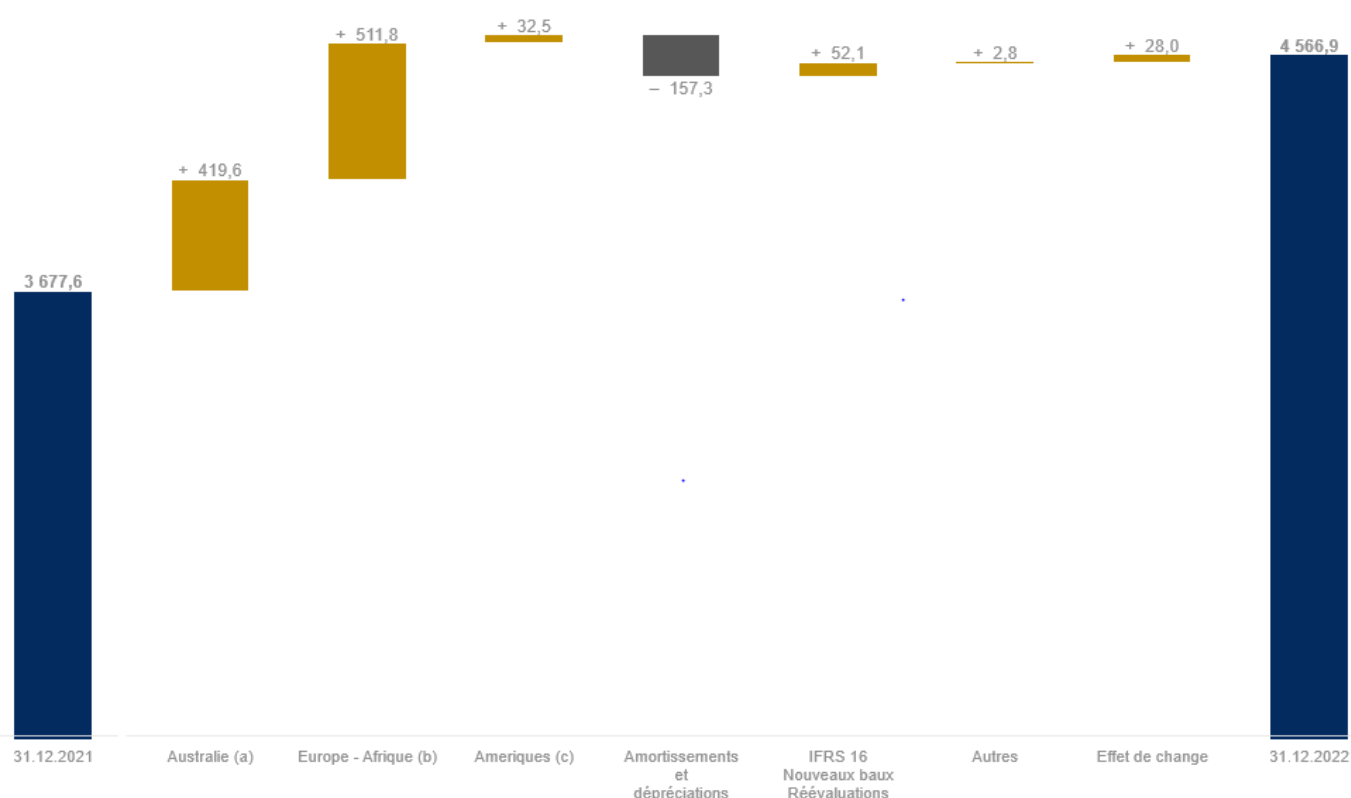
a) Les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés ci-dessus en incluant la variation des dettes fournisseurs d'immobilisation, ce qui permet de rapprocher la valeur des actifs immobilisés des dépenses en trésorerie engagées. Les montants bruts de ces variations, hors dettes fournisseurs d'immobilisation, au titre du 31 décembre 2022 et du 31 décembre 2021 se sont élevés, respectivement, à 1 008,6 millions d'euros et 881,5 millions d'euros, pour plus de détails le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.5.7.2.

b) Les investissements financiers sont analysés dans le paragraphe 2.5.7.2 du présent Amendement.

c) La variation des actifs financiers est principalement due aux dépôts de garantie liés à la construction et au financement d'actifs de production. En 2022, les acquisitions se sont élevées à (17,2) millions d'euros et les cessions à 1,9 million d'euros. En 2021, les acquisitions s'élevaient à (23,8) millions d'euros et les cessions à 27,0 millions d'euros.

d) Les acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquises sont détaillées dans le paragraphe 2.5.7.2 du présent Amendement.

L'évolution des immobilisations corporelles du Groupe entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 se décompose comme suit (les montants sont exprimés en millions d'euros) :



- a) Les acquisitions au cours de l'exercice correspondent aux centrales en construction ou en pré-construction dont principalement : les centrales de Kaban (143,1 millions d'euros), de Western Downs (127,6 millions d'euros), de Goyder (110,2 millions d'euros), et de Capital Battery (35,5 millions d'euros).
- b) Les acquisitions au cours de l'exercice correspondent aux centrales en construction ou en pré-construction dont principalement : les centrales éoliennes Mutkalampi (285,8 millions d'euros) et Björkliden (19,7 millions d'euros) en Finlande, des centrales éoliennes et solaires en France (respectivement 31,1 millions d'euros et 59,7 millions d'euros), deux centrales solaires au Portugal (38,6 millions d'euros), trois centrales solaires en Irlande (21,8 millions d'euros) et la centrale de Storen en Suède (34,8 millions d'euros).
- c) Les acquisitions au cours de l'exercice correspondent aux centrales en construction ou en pré-construction dont principalement : la centrale solaire d'Iztoteno (15,8 millions d'euros) au Mexique, et les centrales de stockage de Providencia et Capella au Salvador (6,4 millions d'euros).

2.5.8.3 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN COURS DE REALISATION

Les principaux investissements du Groupe en cours de réalisation correspondent aux actifs en cours de construction au 31 décembre 2022. Les immobilisations corporelles en cours s'élèvent à 1 066,2 millions d'euros au titre de l'exercice 2022 contre 708,6 millions d'euros au titre de l'exercice 2021 (se reporter à la section 4.1 - note 12 « Goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles » du présent Amendement).

2.5.8.4 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS ENVISAGES

Le Groupe poursuit majoritairement une stratégie *develop-to-own* selon laquelle il développe ses projets dans le but de contrôler et d'exploiter ses actifs de production.

Neoen est par ailleurs amené, depuis 2021, à procéder de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets de son portefeuille sécurisé (*farm-down*), dans la limite de 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé. Ces opérations de *farm-down* permettent de renforcer la capacité financière du Groupe et donc de contribuer au financement de la construction de nouveaux actifs. Neoen prévoit, dans la mesure du possible, de maintenir une détention minoritaire au sein des projets concernés, d'en assurer la gestion administrative et opérationnelle, et de conserver des droits fonciers afférents, de manière à pouvoir prendre part à la phase de *repowering* ultérieure de ces projets.

Dans ce cadre, les investissements qu'il envisage de réaliser dans le futur consisteront principalement à alimenter son portefeuille par de nouveaux projets, et à continuer de faire avancer les projets existants jusqu'à la mise en service des installations ou leur cession dans le cadre de son activité de *farm-down*.

Ces derniers concernent les projets entrés en phase *awarded*¹³ (pour un volume total de 782 MW au 31 décembre 2022) mais dont la construction n'a pas encore été lancée. Le Groupe continue, par ailleurs, de développer ses projets en phase *advanced development*¹³ et *tender ready*¹³ dont le volume s'élève à 11 938 MW au 31 décembre 2022.

2.5.8.5 CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALES POUVANT INFLUENCER SUR L'UTILISATION PAR LE GROUPE DE SES IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les contraintes environnementales pouvant influencer sur l'utilisation des différentes installations en pleine propriété et/ou exploitées par le Groupe sont décrites au chapitre 5 « développement durable et responsabilité sociétale » du Document d'Enregistrement Universel 2021.

Les provisions pour démantèlement sont évoquées à la section 4.1 - note 19 « provisions » du présent Amendement.

2.6 PROCEDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE

La section 2.6 intitulée « Procédures judiciaires et d'arbitrage » du Document d'Enregistrement Universel 2021 est amendée et complétée par ce qui suit, pour ce qui concerne l'exercice 2022 :

Le Groupe peut être impliqué dans des procédures judiciaires, administratives ou réglementaires dans le cours normal de ses activités. Chaque fois qu'il existe une probabilité suffisante que de telles procédures entraînent des coûts à la charge de la Société ou de l'une de ses filiales, et que le montant peut être raisonnablement estimé, le Groupe constitue une provision dans ses comptes.

À la date du présent Amendement, le Groupe n'a pas connaissance de procédures gouvernementales, administratives, judiciaires ou d'arbitrage autres que celles mentionnées ci-dessous, susceptibles d'avoir, ou ayant eu au cours des douze derniers mois, un effet significatif défavorable sur la situation financière ou les résultats de la Société ou du Groupe.

HPR/AER

Hornsedale Power Reserve Pty Ltd (« HPR ») a obtenu en juin 2022 la résolution amiable de la réclamation formulée contre elle par le Régulateur australien de l'énergie (AER) devant la Cour fédérale d'Australie. Dans ce cadre, HPR a notamment reconnu avoir commis certaines infractions aux Règles Nationales en matière d'Electricité entre le 23 juillet 2019 et le 14 novembre 2019 et a payé une pénalité financière de 900 000 AUD ainsi qu'une contribution aux frais de justice de l'AER. HPR avait constitué une provision à cette fin dans ses états financiers pour l'exercice clos au 31 décembre 2021, à hauteur des montants susmentionnés, dont elle a obtenu en partie le recouvrement auprès du contractant auquel elle a confié l'exploitation et l'entretien de l'actif de stockage d'électricité.

HWF1/SIEMENS

HWF1 Pty Ltd (« HWF1 ») a obtenu la résolution amiable de la requête en arbitrage formulée contre Siemens Ltd en mars 2022 à la suite du jugement rendu dans la procédure engagée par le Régulateur australien de l'énergie (AER) devant la Cour fédérale d'Australie à l'encontre de HWF1 dans le cadre du *Black System Event* du 28 septembre 2016 en Australie Méridionale.

Altiplano 200

En Argentine, les contractants EPC du Groupe sur la centrale Altiplano 200, qui a commencé à produire de l'électricité à l'automne 2021, ont déposé, fin décembre 2021, une demande d'arbitrage qui a été notifiée au Groupe début 2022. Celle-ci porte à la fois sur i) la contestation du droit du Groupe à l'application dès 2020, conformément aux stipulations contractuelles, des indemnités de retard visant à compenser les pertes de revenus associées à un retard de démarrage de production de la centrale solaire par rapport au calendrier contractuel (*Liquidated Damages*), ainsi que sur ii) des surcoûts de construction qu'ils auraient encourus, dont ils considèrent que le Groupe serait redevable, ce que le Groupe conteste. Le tribunal arbitral composé de trois membres a été constitué en août 2022.

Au regard des termes du contrat de construction clef en main conclu avec ces contractants EPC, du calendrier et des conditions de réalisation du chantier, des impacts financiers consécutifs aux retards encourus par rapport au calendrier contractuel, et de son appréciation de son exposition potentielle dans le cadre de cet arbitrage, réalisée avec le concours de ses conseils juridiques externes, aucune provision pour risque ni dépréciation de créance significative n'a été constituée par le Groupe dans ses comptes annuels, tant en 2021 qu'en 2022.

¹³ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2021.

2.7 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIERE OU COMMERCIALE

La section 2.7 intitulée « Changement significatif de la situation financière ou commerciale » du Document d'Enregistrement Universel 2021 est amendée et complétée par ce qui suit, pour ce qui concerne l'exercice 2022 :

Il n'y a pas eu de modification de la situation financière ou commerciale du Groupe depuis la publication de ses comptes annuels le 28 février 2023.

2.8 EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

Le paragraphe 2.8.1 intitulée « Evènements postérieurs à la clôture » du Document d'Enregistrement Universel 2021 est amendée et complétée par ce qui suit, pour ce qui concerne l'exercice 2022 :

Se référer à la section 4.1 - note 26 « événements postérieurs à la clôture » du présent Amendement.

3

FACTEURS ET GESTION DES RISQUES

3.1 PRINCIPAUX RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSE

A la date du présent Amendement, la présente section 3.1 se substitue à la section 3.1 intitulée « Principaux facteurs de risques auxquels le Groupe est exposé » du Document d'Enregistrement Universel 2021. Tous les trois ans, les principaux risques auxquels le Groupe est confronté font l'objet d'un processus de cartographie visant à réviser leur classification au regard de l'évolution de l'environnement au sein duquel il évolue.

Ainsi, au cours du second semestre 2022, le Groupe a effectué une revue approfondie de cette cartographie des risques et de ses dispositifs de maîtrise dans un contexte général marqué notamment par la sortie de la crise sanitaire, une instabilité géopolitique et macro-économique forte, tout particulièrement en Europe, un niveau d'inflation élevé, et une forte volatilité des marchés des matières premières. Cette révision a été réalisée en impliquant des représentants de l'ensemble des départements de Neoen, et le Comité exécutif.

Au cours du quatrième trimestre 2022, cette cartographie mise à jour, et de manière plus globale l'environnement des risques, ont été analysés par le Comité exécutif et validés par le Comité d'audit.

Dans un contexte de tension générale sur le marché de l'emploi dans les principaux pays où opère le Groupe, particulièrement exacerbée pour les compétences clés mobilisées tout au long de la chaîne de valeur des activités renouvelables, le Groupe a observé deux phénomènes notables au cours de l'année 2022. D'une part, une multiplication des sollicitations adressées par des concurrents ou des acteurs émergents, à des employés clés du Groupe, et de manière plus générale à des fonctions indispensables à la réalisation de ses projets (développement, construction, et financement notamment). D'autre part, une inflation, sur le marché du travail, des rémunérations proposées aux profils qualifiés recherchés par le Groupe, rendant plus complexes les processus de recrutement sur des fonctions centrales pour la poursuite de sa croissance. Celui-ci a en conséquence pris la décision, en accord avec le Comité d'audit, de réévaluer à « élevée » la qualification du risque lié la capacité de rétention des collaborateurs clés et à l'embauche et la rétention de nouveaux employés qualifiés.

S'agissant des autres risques, il ne semble pas que leur niveau d'importance net se soit accru ou modifié par rapport à la situation antérieure. En conséquence, les principaux risques décrits dans ce chapitre sont, à la date du présent Amendement, ceux auxquels le Groupe estime être exposé en raison de son modèle économique et des activités opérées.

Dans le cadre des dispositions de l'article 16 du Règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil, sont présentés en premier lieu, au sein de chacune des catégories de risques mentionnées ci-dessous, les facteurs de risques considérés comme les plus importants (signalés par une astérisque) à la date du présent Amendement, conformément à une évaluation qui tient compte de leur niveau d'impact et de leur probabilité d'occurrence ainsi que les actions et mesures de maîtrise des risques mises en place par la Société. Pour une description de la politique de gestion des risques de la Société, le lecteur est invité à se reporter à la section 3.2 « Assurances et Gestion des risques » du présent Amendement.

Ces risques ou encore d'autres risques non identifiés ou que le Groupe ne juge pas être significatifs pourraient survenir en raison de facteurs externes indépendants de la volonté du Groupe et pourraient éventuellement avoir un effet négatif important sur ses activités, sa situation financière ou ses perspectives de développement.

3.1.1 RISQUES LIES AU SECTEUR D'ACTIVITE

Risque lié à la concurrence sur les marchés des énergies renouvelables*

Les marchés de l'énergie solaire et éolienne sont très concurrentiels. Ceci résulte notamment :

- de la progression du nombre d'acteurs dans le domaine des énergies renouvelables, compte tenu de ses perspectives de croissance fortes associées notamment aux ambitions internationales en matière de réduction des émissions mondiales de gaz à effet de serre, ainsi qu'à la volonté d'un nombre croissant d'États d'améliorer leur indépendance énergétique ;
- d'une tendance historique de long terme à la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques ou des turbines éoliennes, des autres composants du système ainsi que des coûts de construction, de maintenance, du capital et autres coûts (bien que la reprise économique post COVID-19, et une augmentation récente et forte de l'inflation au niveau mondial, l'aient temporairement suspendue) ;
- du niveau actuel des prix de l'électricité, très supérieurs à leurs tendances historiques, sous l'effet d'une augmentation forte des prix des combustibles fossiles et notamment du gaz, tout particulièrement en Europe dans un contexte de crise énergétique associée au conflit russo-ukrainien, qui rend les énergies renouvelables particulièrement compétitives, et crée ainsi un environnement de marché propice à des acteurs de toutes tailles ; ou encore
- des évolutions technologiques rapides affectant le secteur amenant certains acteurs à envisager des durées de vie de leurs actifs supérieures à celles retenues par le Groupe.

Tous ces éléments sont susceptibles d'accentuer la difficulté pour le Groupe à remporter des appels d'offres, ou à conclure des contrats de vente d'électricité avec des contreparties à des prix garantissant les rendements souhaités. Cette concurrence avait contribué historiquement à créer une tendance baissière des prix proposés dans le cadre des procédures d'appels d'offres, conduisant ainsi à des niveaux de prix de plus en plus faibles observés sur des procédures concurrentielles, tel que par exemple l'appel d'offres gouvernemental qui avait eu lieu au Portugal en août 2020. La conjugaison d'une augmentation des coûts des panneaux photovoltaïques, des turbines éoliennes, et des installations de stockage, dans un contexte général d'inflation au niveau mondial depuis le début de l'année 2022, et d'une remontée rapide des taux d'intérêts, particulièrement marquée au cours du deuxième semestre 2022, a mis fin à cette tendance. Si cela a bien entraîné un rebond matériel des prix proposés dans le cadre des procédures d'appels d'offres ou des processus compétitifs de mise en concurrence, il est possible que ceux-ci ne soient pas toujours suffisants, compte tenu du contexte fortement concurrentiel actuellement, pour couvrir pleinement les augmentations de coûts affectant les projets éoliens, solaires et de stockage développés par le Groupe. En outre, il est possible que les prix résultant des processus concurrentiels reprennent leur tendance baissière.

Par ailleurs, sur chacun des marchés dans lesquels il opère, le Groupe fait face à la concurrence d'acteurs locaux ainsi que des acteurs globaux, dont beaucoup bénéficient d'une grande expérience (tant sur le plan domestique que sur le plan international) dans le développement et l'opération d'installations de production d'électricité, et de ressources financières qui peuvent être supérieures à celles du Groupe.

Parmi les concurrents du Groupe figurent des entreprises dont les actionnaires significatifs de la Société détiennent ou pourraient détenir une participation au capital, ce qui est susceptible d'engendrer des conflits d'intérêts potentiels. En fonction des règles applicables aux appels d'offres, notamment, gouvernementaux, lorsque des concurrents sont considérés sous contrôle commun avec la Société, le Groupe pourrait être confronté à des restrictions à sa participation à de tels appels d'offres. Si le Groupe n'a pas été confronté à de telles restrictions de manière significative à ce jour, ce type de situation a vocation à être examiné dans le cadre des mécanismes de gestion des conflits d'intérêts mis en place par la Société, à travers notamment la nomination d'un administrateur référent depuis avril 2019, dont le rôle inclut la gestion de situations de conflit d'intérêts portées à sa connaissance par les membres du Conseil.

En outre, le secteur des énergies renouvelables a été marqué ces dernières années par une tendance à la consolidation, notamment par l'arrivée sur le marché de groupes énergétiques internationaux. Des entreprises énergétiques de premier plan, telles que Total, Iberdrola ou encore RWE, ont renforcé leurs positions sur le marché des énergies renouvelables par des acquisitions de développeurs et producteurs indépendants d'électricité solaire ou éolienne et se diversifient de manière croissante (avec des budgets de plus en plus conséquents) dans le domaine de l'énergie renouvelable. Enfin, d'autres concurrents ont cherché à augmenter leurs parts de marché à travers des opérations de fusions et rapprochements d'entreprises, tandis que des fonds d'investissement ont procédé à l'achat de développeurs et de producteurs indépendants d'énergie renouvelable, qui ont donné naissance à des acteurs plus importants, possédant des ressources financières significatives, qui dépassent celles du Groupe dans de nombreux cas.

Risque lié aux variations de prix des composants nécessaires à la production d'équipements renouvelables et de leur maintenance*

Les prix des éoliennes, des panneaux photovoltaïques, des installations de stockage ou des autres composants du système (composants BOS ou BOP) et les coûts de transport de ces équipements ont augmenté très sensiblement depuis le premier trimestre 2021, dans un contexte d'inflation générale au niveau mondial qui s'est accélérée au cours de l'année 2022. Cette augmentation a aussi affecté les coûts d'opération et de maintenance, qui pour les projets en exploitation, sont très majoritairement soumis à des mécanismes d'indexation généralement basés sur l'inflation.

Dans ce contexte, lors de son Capital Markets Day du 1^{er} mars 2023, le Groupe a annoncé une augmentation du total des dépenses d'investissements pour la période 2021-2025 d'un montant de 900,0 millions d'euros, provenant à hauteur de 750,0 millions d'euros de la hausse des coûts d'investissement dans les projets solaires, éoliens et de stockage (se reporter aux paragraphes 2.5.6 « sources de financement attendus pour les investissements futurs » et 2.5.8.4 « principaux investissements envisagés » du présent Amendement).

Les prix évoqués ci-avant sont par ailleurs susceptibles de continuer à fluctuer à l'avenir en raison de nombreux facteurs qui échappent au contrôle du Groupe, tels que :

- l'impact de la sortie de la crise sanitaire résultant du COVID-19 et ses récents développements en Chine (situation de lock down prolongée dans plusieurs grands bassins de production, puis levée rapide des restrictions) ;
- l'évolution du conflit russo-ukrainien et ses conséquences sur le niveau des prix de l'énergie nécessaires à la fabrication des équipements renouvelables, tout particulièrement en Europe ;
- les variations du prix des matières premières nécessaires à la production des équipements d'installations d'énergies renouvelables (polysilicium, acier, lithium, cobalt, etc.) ;
- l'indisponibilité de certains composants (du fait d'une demande mondiale dépassant actuellement l'offre disponible) susceptible d'entraîner des retards en phase de construction. Ceci est le cas en particulier pour le lithium utilisé à la fois dans les batteries des véhicules électriques et les installations de stockage dédiées, dont le marché continue de se développer à un rythme excédent celui d'ouverture de nouvelles mines ;
- la rupture temporaire des chaînes logistiques affectant le rythme de production et de livraison des composants nécessaires à la construction des équipements utilisés par les installations de production d'énergie renouvelable ;
- les déséquilibres des chaînes d'approvisionnement qui affectent le marché du fret international ;

- l'évolution des taux de change et notamment du dollar américain vis-à-vis de l'euro et du dollar australien, devises dans lesquelles est réalisée une part très substantielle des investissements du Groupe ;
- la concentration croissante observée sur certains segments de la chaîne de valeur, limitant le choix des contractants possibles, tout particulièrement en matière de production du polysilicium, qui représente une part importante du coût de fabrication des panneaux photovoltaïques, ou encore de turbines éoliennes sur certains marchés locaux, dont l'Australie, désormais en situation de duopole de fait ;
- les pertes accumulées par la plupart des fournisseurs de turbines qui les conduisent à augmenter significativement les prix proposés pour les nouveaux projets de production d'énergie éolienne ;
- les mesures anti-*dumping* visant les fabricants de panneaux chinois ou l'adoption de toute autre mesure commerciale ou de régime de sanction entre gouvernements visant des matériaux ou des fournisseurs clés des installations ;
- l'évolution des indices généraux des prix et des salaires dans les pays où opère le Groupe.

Ces facteurs pourraient continuer à faire augmenter les coûts d'approvisionnement du Groupe (en particulier le coût des panneaux photovoltaïques, le coût des éoliennes, le coût des batteries, qui représentent le principal composant des installations de stockage, ou encore les coûts de transport international), ainsi que ses coûts d'opération et de maintenance, ce qui pourrait réduire la valeur des projets, en rendre certains non viables ou imposer au Groupe de décaler leur calendrier de réalisation, chacune de ces circonstances pouvant avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, ses résultats ou sa situation financière.

Risque lié au raccordement aux réseaux de distribution ou de transport et à leur utilisation

Afin de vendre l'électricité produite par les installations qu'il exploite, le Groupe doit obtenir le raccordement de ces installations aux réseaux publics de distribution ou de transport d'électricité. Ainsi, la possibilité d'implanter un site de production à un endroit déterminé dépend fortement des possibilités de raccordement de l'installation aux réseaux de distribution et/ou de transport. Les réseaux électriques permettant un transport d'électricité limité, le Groupe ne peut pas garantir qu'il obtiendra les raccordements réseaux suffisants, dans les délais et coûts envisagés, pour l'implantation de ses futures centrales. Cela peut conduire à un retard important dans la mise en production des projets (comme cela a été le cas au Mexique et en Australie par exemple) et à une perte de revenu difficilement recouvrable auprès du constructeur du projet (EPC) ou au besoin de mettre en œuvre des équipements supplémentaires, à la demande du gestionnaire de réseau.

Par ailleurs, la capacité insuffisante du réseau, du fait de sa congestion, d'une surproduction des installations raccordées ou de variations excessives des prix de marché de l'électricité (en cas de situation de prix négatifs notamment), pourrait porter une atteinte significative aux projets du Groupe et entraîner la réduction de la taille des projets, des retards dans leur réalisation, l'annulation de projets, une augmentation des coûts en raison de la mise à niveau du réseau, et l'appel potentiel au titre des garanties que le Groupe a constituées auprès du gestionnaire du réseau dans le cadre du raccordement d'un projet donné.

Ainsi le déséquilibre temporaire entre l'offre d'énergie renouvelable et la demande sur certains marchés peut conduire à des périodes de prix négatifs conduisant à l'arrêt temporaire de la production, dans le cas où les *PPAs* ne prévoient pas de mécanismes de protection adéquats, ou à un écrêtement partiel ou total imposé par l'opérateur en cas de déséquilibre important. En Australie, la pénétration rapide de l'autoproduction (installations de panneaux solaires sur les toits des maisons individuelles) entre ainsi de plus en plus fréquemment en compétition avec la production de gros dans l'état de Nouvelle-Galles du Sud et dans celui de Victoria par exemple.

Des limitations techniques pourraient également conduire le gestionnaire du réseau à demander au Groupe un écrêtement de la génération électrique pour l'approvisionnement du réseau en deçà des capacités des centrales (*grid curtailment*). Dans l'État de South Australia ou encore dans l'État de Victoria, les insuffisances du réseau en termes de capacité ont conduit l'opérateur à limiter régulièrement l'injection d'énergie éolienne dans le réseau en fonction du nombre de centrales électriques au gaz en opération au même moment. Cela implique un *curtailment* partiel, donc une perte de revenus. Un autre phénomène en Australie est le coefficient MLF (*marginal loss factors*) : le revenu des producteurs d'électricité est impacté par le MLF en fonction des pertes estimées sur le réseau. La multiplication des centrales renouvelables ces dernières années a augmenté les pertes et donc réduit ce coefficient. Ces effets impactent la rentabilité des actifs.

Enfin, dans certains marchés et notamment en Australie, le Groupe (comme d'autres producteurs) est tenu de contribuer à la rémunération des producteurs d'énergie qui fournissent un service de stabilisation du réseau électrique (services de réserves primaires en Australie : *FCAS* ou *frequency control ancillary services*).

Le montant de ces contributions *FCAS* ainsi que les commissions reçues par le Groupe au titre de ses services *FCAS* pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2022 sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

(En dollars australiens)	31.12.2022	31.12.2021
Revenus <i>FCAS</i>	47 151 239	27 245 844
Contributions <i>FCAS</i>	(5 866 549)	(3 139 123)
SOLDE	41 284 690	24 106 721

Le montant de ces contributions *FCAS* est imprévisible, peut se révéler significatif et pourrait être supérieur aux hypothèses prises dans les modèles financiers et ne pas être compensé par des revenus équivalents reçus par le Groupe en tant que fournisseur de ces services *FCAS* à travers ses dispositifs de stockage. Le cas échéant, cela aurait une incidence défavorable potentiellement significative sur les taux de rentabilité interne des projets concernés.

Risque de prix sur les marchés de gros de l'électricité

En 2022, les revenus de marché se sont élevés à 171,5 millions d'euros, soit 34 % du chiffre d'affaires total du Groupe. En excluant le chiffre d'affaires associé aux installations de stockage dédiées, ces revenus de marché ont représenté en 2022, 24 %¹⁴ du chiffre d'affaires total du Groupe. La politique actuelle du Groupe est toujours de maintenir une exposition au prix de marché en-dessous du seuil de 20 % de sa capacité installée, hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux. Ce seuil exclut les actifs vendant leur production sur les marchés spot préalablement à l'entrée en vigueur de leur PPA (phase dite d'*early generation*). Ainsi, à fin 2022, 16 % de la capacité installée du Groupe, hors installations de stockage dédiées, était exposée aux prix de marché.

Ainsi, le Groupe est exposé au risque de prix sur les marchés de gros de l'électricité (marché *spot*), y compris les prix des certificats verts ou tout autre instrument similaire spécifique d'un marché donné (par exemple, les *large-scale generation certificates* ou LGCs en Australie, ou les CELs, *Certificados de Energías Limpias*, au Mexique), sur lesquels il vend une partie de l'électricité produite par ses installations.

Une baisse des prix de marchés supérieure à 20 % a ainsi été observée en Australie au pic de l'épidémie de COVID-19, affectant les centrales exposées pour une partie de leur production à la volatilité des prix sur les marchés de gros. De par son caractère ponctuel, cette baisse n'a pas eu d'impact significatif au niveau consolidé. A l'inverse, une hausse très importante des prix de marché a été observée en Europe, et dans une moindre mesure en Australie, en 2022, sous l'effet d'une augmentation générale du prix des commodités, et notamment du gaz au niveau mondial, et, pour l'Europe spécifiquement, des conséquences du conflit russo-ukrainien sur les conditions d'approvisionnement en énergie. Cette hausse a bénéficié aux centrales dont la production n'avait pas été intégralement vendue dans le cadre de PPA de longue durée. Dans le cas spécifique des centrales ayant une exposition aux prix de marché en Europe, cet impact positif a été limité par les dispositifs réglementaires mis en place par certains États, visant à imposer, conformément aux recommandations de l'Union Européenne, un *cap* aux prix de marché de l'électricité captés par les actifs de production d'électricité opérant à coûts majoritairement fixes, dont les actifs renouvelables.

De manière générale, une baisse sensible et prolongée des prix de marchés par rapport à leur niveau actuel, pourrait avoir un impact significatif, soit en termes de réduction de revenus, soit de compétitivité ou de perspectives de rentabilité de certains projets, soit de capacité du Groupe à financer ses projets en ayant recours à des financements de projets dédiés, assis notamment sur les perspectives long terme des prix de l'électricité.

Les prix de gros de l'électricité, qui ont connu une diminution sensible au pic de l'épidémie de COVID-19 avant de rebondir de manière extrêmement forte, tout particulièrement en Europe sous l'effet de la reprise économique mondiale faisant suite à la crise COVID-19 et des conséquences sur l'approvisionnement en énergie du conflit russo-ukrainien, présentent actuellement une très forte volatilité, sont très spécifiques à un marché donné et dépendent de nombreux facteurs, tels que :

- le niveau de la demande ;
- le prix des combustibles fossiles ;
- l'heure, la disponibilité et le coût de production de la capacité disponible pour répondre à la demande ; et
- la structure des marchés de gros (ordre dans lequel la capacité de production est répartie, facteurs affectant le volume d'électricité pouvant être transporté par les infrastructures disponibles à des points et moments donnés).

Les prix auxquels l'électricité produite par le Groupe peut être vendue sur le marché de gros dépendent en partie du coût relatif, de l'efficacité et des investissements nécessaires pour le développement et l'exploitation des sources d'énergies conventionnelles (telles que le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou l'énergie nucléaire) et renouvelables, telles que celles exploitées par le Groupe. Ainsi, une baisse des coûts des autres sources d'électricité, comme les combustibles fossiles, pourrait entraîner une diminution du prix de gros de

¹⁴ Ce pourcentage reflète notamment le chiffre d'affaires *early generation* enregistré par le parc de Mutkalampi en Finlande.

l'électricité. De nouvelles capacités de production d'électricité pourraient également entraîner une diminution du prix de gros de l'électricité, voire rendre les prix négatifs par moment.

Des évolutions réglementaires plus importantes du marché de l'électricité pourraient également avoir un impact sur les prix de l'électricité (se reporter au paragraphe 3.1.4 du présent Amendement).

Compte tenu de l'intermittence des ressources solaires et éoliennes (et en l'absence d'installations de stockage d'énergie à proximité des sites), le Groupe peut rencontrer des difficultés à capitaliser sur les périodes pendant lesquelles la demande est la plus élevée sur les marchés de gros, lorsque ces périodes interviennent à des moments où les conditions d'ensoleillement ou la vitesse du vent ne permettent pas une production d'électricité suffisante. Par ailleurs, sur les marchés du Groupe disposant d'une capacité de production d'énergie photovoltaïque importante, l'augmentation simultanée de l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de forte disponibilité des ressources solaires peut entraîner une baisse des prix du marché, voire rendre les prix négatifs par moment comme cela a été observé, de manière temporaire, mais de plus en plus fréquente, dans certains états australiens au cours des deux dernières années, en raison notamment du taux de pénétration important de l'autoproduction solaire. Ce type de situation a aussi été observé ponctuellement dans les marchés où le taux de pénétration des capacités de production d'énergie éolienne est important, tels que les marchés nordiques. Cette corrélation entre des prix bas et le profil de production renouvelable a tendance, de manière générale, à s'accroître au fur et à mesure que la pénétration des énergies renouvelables augmente.

Une centrale, qui vend tout ou partie de son électricité sur le marché de gros, aura généralement une source de revenus moins prévisible que les centrales pour lesquelles un contrat de vente d'électricité, couvrant l'intégralité de la production de l'installation, a été conclu. La plus grande volatilité des revenus d'une centrale exposée aux prix de marché réduit aussi le pourcentage du financement d'un projet par endettement et est susceptible d'affecter sa capacité à respecter ses *covenants* financiers en matière de couverture du service de la dette par ses liquidités disponibles.

En contrepartie, les prix de marché sont, en moyenne, et hors situations spécifiques telles que celle observée au pic de l'épidémie de COVID-19, nettement supérieurs aux prix contractés sur longue durée. Ils répondent à une logique de valeur (équilibre offre-demande) et non pas à une logique de coût qui prévaut dans les contrats de vente. Ils contribuent donc à générer des revenus plus élevés bien que plus volatiles.

Enfin, le Groupe génère des produits à partir de la vente de certificats d'énergie renouvelable ou encore certificats verts (LGCs en Australie et CELs au Mexique ou GOOs en Europe) qu'il obtient en produisant de l'électricité dans le cadre de ses centrales éoliennes et photovoltaïques. Il vend ensuite ces certificats soit dans le cadre de forfaits groupés avec l'électricité produite au titre d'un contrat de vente d'électricité, soit lors de ventes de gré à gré sur le marché via des brokers ou directement à des distributeurs, soit au titre de contrats de vente de certificats. Dans ces derniers cas, le Groupe est exposé au risque de diminution ou de volatilité des prix des certificats sur les marchés. En 2022, les revenus liés à la vente de certificats verts se sont élevés à 45,6 millions d'euros, très majoritairement dans le cadre de vente d'énergies sous contrats, soit 9 % du chiffre d'affaires total du Groupe.

Une baisse du prix de marché de l'électricité ou des certificats pourrait avoir une incidence défavorable sur l'attractivité financière des nouveaux projets et la rentabilité des installations du Groupe. L'impact sur les résultats d'exploitation et la situation financière du Groupe pourrait être significatif, selon l'étendue de l'exposition de marché de son portefeuille.

3.1.2 RISQUES LIÉS À L'ACTIVITÉ ET LA STRATÉGIE DU GROUPE

Risque lié à l'emploi de contractants tiers*

Le Groupe fait appel à divers prestataires pour la construction de ses projets, pour les prestations d'opération et de maintenance (O&M) ainsi que pour certains aspects du développement de projet, tels que les études techniques et environnementales. Si les prestataires du Groupe (ou leurs sous-traitants) ne remplissent pas leurs obligations contractuelles, fournissent des prestations qui ne respectent pas les standards de qualité du Groupe, rencontrent des difficultés financières ou ne se conforment pas aux lois et règlements en vigueur notamment relatifs au respect des règles en matière de santé, sécurité, environnement et responsabilité sociale, le Groupe pourrait subir des atteintes à sa réputation, en plus d'être exposé à des risques de sanctions pénales ou de responsabilité civile significatifs. La capacité du Groupe à obtenir des indemnités de ses sous-traitants peut être limitée par leur solvabilité financière ou des limitations contractuelles de responsabilité et les garanties consenties par ces sous-traitants ou leurs sociétés affiliées peuvent ne pas couvrir intégralement les pertes subies par le Groupe.

En particulier, des retards de mise en service peuvent significativement impacter les résultats du Groupe de l'année en cours, dès lors que leurs conséquences financières dépassent le montant des garanties d'exécution de leurs obligations fournies par les EPC dans le cadre contractuel, et couvrant notamment le risque de retard. Au-delà d'une certaine date, les contrats de vente d'électricité peuvent aussi impliquer des pénalités de retard pour le Groupe ou être résiliés en raison de leurs dates limites strictes pour la mise en service des centrales.

Par ailleurs, les contractants du Groupe, notamment dans le cadre de l'exécution de contrats EPC, peuvent être amenés à formuler des réclamations portant sur des surcoûts de construction, susceptibles de renchérir l'investissement prévu initialement et ainsi d'affecter les hypothèses de rentabilité prévues. Ils peuvent aussi refuser d'acquiescer des indemnités visant à compenser les pertes de revenus associées à un retard de démarrage de production d'une centrale (*Liquidated Damages*), dans le cas notamment de situations pouvant relever de la force majeure au sens contractuel. En cas de désaccord quant aux responsabilités inhérentes à la prise en charge de ces

surcoûts de construction ou de refus de paiement des pénalités de retard, au regard des stipulations contractuelles, le Groupe peut être amené à faire face à des procédures de résolution amiable, résolution par un groupe d'expert (*dispute adjudication board*), d'arbitrage, ou encore des contentieux judiciaires. Ceux-ci sont susceptibles de déboucher sur des jugements entraînant la prise en charge par les filiales du Groupe, de coûts de construction complémentaires dépassant le budget contractuellement prévu ou l'impossibilité de recouvrer les indemnités de retard, affectant ainsi potentiellement le montant des investissements en *capex*, le *cash-flow* de l'actif concerné à travers des pertes de revenus non compensées, et en conséquence le retour sur investissement.

Ainsi, en Argentine, les contractants EPC du Groupe sur la centrale Altiplano 200, qui a commencé à produire de l'électricité à l'automne 2021, ont déposé, fin décembre 2021, une demande d'arbitrage qui a été notifiée à Neoen début 2022, et qui s'est traduite par le lancement d'une procédure d'arbitrage, toujours en cours actuellement. Celle-ci porte à la fois sur (i) la contestation du droit de Neoen à l'application dès 2020, conformément aux stipulations contractuelles, des indemnités de retard visant à compenser les pertes de revenus associées à un retard de démarrage de production de la centrale solaire par rapport au calendrier contractuel (*Liquidated Damages*), et qu'ils contestent, ainsi que sur (ii) des surcoûts de construction qu'ils auraient encourus, dont ils considèrent que le Groupe serait redevable, ce que le Groupe conteste. Les procédures judiciaires et d'arbitrage sont détaillées dans la section 2.6 du présent Amendement.

Enfin, le Groupe peut voir sa capacité à transférer certains risques d'exécution à ses contractants industriels réduite par rapport à ses souhaits ou sa pratique historique. Bien que le Groupe ne dépende pas d'un unique fournisseur en ce qui concerne les produits et services essentiels, dans certains cas et en fonction des géographies, le nombre de fournisseurs potentiels qui seraient acceptables aux prêteurs peut être limité, voire très limité s'agissant de l'éolien, de sorte que le retrait d'un acteur important peut affecter la disponibilité, la tarification ou les garanties relatives aux produits ou services concernés.

La croissance de l'industrie des énergies renouvelables, la concurrence intense et les exigences contractuelles strictes du Groupe peuvent limiter la disponibilité d'un nombre suffisant de prestataires EPC afin d'assurer des soumissions à des appels d'offres, ou des offres dans le cadre de négociations bilatérales, qui soient efficaces, à des prix et conditions conformes aux attentes du Groupe.

Risque lié à l'obtention d'accords de financement auprès de différentes sources, en particulier par endettement externe*

Le développement et la construction par le Groupe des installations photovoltaïques et des parcs éoliens, complétés, dans certains cas, par des installations de stockage d'énergie, sont des activités consommatrices de capitaux et nécessitent des financements significatifs, principalement par recours aux fonds propres et par endettement externe. Ces financements externes couvrent en général 50 % à 90 % des coûts du projet pour les projets dans des pays de l'OCDE et entre 50 % et 70 % pour les projets hors pays de l'OCDE. Pour les projets bénéficiant de contrat de vente d'électricité d'une durée limitée et ayant une forte exposition aux prix de marché, la couverture des coûts par ces financements externes peut descendre à 35 % - 40 %.

Dans certains cas, en nombre limité, le Groupe peut être amené à décider de lancer la construction d'une centrale éolienne ou photovoltaïque ou d'une installation de stockage uniquement sur fonds propres, la mise en place d'un financement pouvant être réalisée ultérieurement, une fois l'installation en opération ou après la mise en place d'un contrat de vente d'électricité à long terme. Certains projets d'installations de stockage dédiées peuvent aussi être mis en œuvre sans financement externe, compte tenu de l'absence de possibilité de mise en place de mécanisme de capacités ou de contrats de fournitures de services réseaux de longue durée. C'est le cas notamment d'Yllykkälä Power Reserve en Finlande. Au 31 décembre 2022, 0,1 GW de projets en opération n'étaient ainsi pas adossés à des financements de projets (sur un total de 4,1 GW de projets en opération).

Au 31 décembre 2022, l'encours de dettes bancaires du Groupe s'élevait à 2 717,6 millions d'euros au titre de financements de projets, auxquels s'ajoutaient 77,4 millions d'euros de financements obligataires de projets (essentiellement « mezzanines »), liés à des installations de production d'énergie et 470 millions d'euros issus de deux émissions d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes (OCEANE), réalisées par la Société, en juin 2020 et en septembre 2022 sous forme d'OCEANES vertes, pour respectivement 170 millions d'euros et 300 millions d'euros.

La capacité du Groupe à obtenir un financement pour ses projets peut varier selon les pays et aucune garantie ne peut être donnée quant au fait de savoir si les banques et les acteurs financiers qui ont assuré le financement des projets du Groupe par le passé, continueront à le faire pour de nouveaux projets ou marchés, à mesure que le Groupe s'étend sur de nouveaux marchés, ou dans des conditions similaires, notamment en matière de levier, de maturité ou encore du coût du crédit, à celles observées pour des projets précédents sur les marchés sur lesquels le Groupe est déjà présent. La progression significative des taux d'intérêts, en cours depuis le début de l'année 2022 par rapport aux niveaux observés historiquement, est par ailleurs susceptible, si elle s'accroît par rapport aux niveaux actuels, d'affecter la compétitivité des projets du Groupe actuellement en phase de développement ou sécurisés mais non encore construits, et donc de rendre difficile leur financement à des conditions permettant leur réalisation conformément aux objectifs de taux de retour sur investissement fixés par le Groupe.

Dans certains cas, le Groupe peut ne pas être en mesure de procéder au *closing* de ses financements après avoir obtenu des engagements de financement initiaux par exemple, en cas de non-obtention des permis requis ou des autorisations administratives nécessaires ou de survenance de phénomènes météorologiques extrêmes ou encore de problèmes politiques. Dans la plupart des pays dans lesquels il est présent, le Groupe est souvent tenu de fournir des garanties financières ou des dépôts pour participer à ux procédures d'appels d'offres.

Risque lié à l'expansion du Groupe sur des marchés émergents*

Les principaux marchés sur lesquels le Groupe opère actuellement sont l'Australie, la France et la Finlande. Il y a réalisé 79 % de son chiffre d'affaires en 2022 au titre de ses parcs solaires et éoliens et de ses installations de stockage d'électricité.

Dans une moindre mesure, le Groupe opère également des parcs solaires et éoliens sur des marchés sélectionnés dans le reste de l'Europe et des parcs solaires et des installations de stockage en Amérique latine (marché sur lequel le Groupe a réalisé 15 % de son chiffre d'affaires en 2022 mais qui constitue 13 % des MW dans son portefeuille de projets sécurisés au 31 décembre 2022) et en Afrique.

Ses opérations actuelles et prévues dans les pays émergents, en particulier en Amérique latine et en Afrique, exposent le Groupe à des risques spécifiques. En effet :

- l'hétérogénéité de ces marchés en matière de développement peut conduire à accroître le risque Santé Sécurité des personnels en phase de construction en particulier, et accroître le risque de défaillance ou d'insuffisance de l'infrastructure des opérateurs de réseau. En particulier, la sécurité des personnels, voire des sous-traitants, pourrait être atteinte dans des contextes géopolitiques fragiles (y compris le risque d'acte terroriste comme c'est le cas actuellement au Mozambique) ;
- l'expérience limitée ou nulle en matière d'exigences techniques de certains gestionnaires de réseaux et autres contreparties clés pourrait mettre en difficulté le développement et la construction d'installations d'énergie renouvelable et leur délai de raccordement au réseau électrique (se reporter au paragraphe 3.1.1 du présent Amendement) ;
- l'instabilité politique de certains pays pourrait exposer le Groupe à des risques de pertes (en cas d'expropriation, de nationalisation, de confiscation des biens et des avoirs), de restrictions des investissements étrangers et de rapatriement des capitaux investis, ou encore d'évolutions réglementaires adverses qui n'auraient pas été anticipées lors de la réalisation des investissements ;
- des contextes sécuritaires locaux dégradés peuvent rendre difficile l'accès aux actifs du Groupe, empêcher la réalisation des opérations de construction, ou entraîner des pertes de valeur, comme au Mozambique, où l'aggravation du risque terroriste a amené le Groupe et ses fournisseurs à suspendre pour une durée indéterminée les opérations de construction, entraînant la constatation d'une dépréciation d'actif à hauteur de (19,9) millions d'euros dans les comptes consolidés 2022 ;
- l'imposition de contrôle des changes ou une absence de devise étrangère acceptable pourrait entraîner des restrictions en matière de change de la monnaie locale en devise étrangère et le transfert de fonds vers l'étranger, comme cela est actuellement le cas en Argentine, ce qui pourrait limiter les versements en amont de dividendes ou les remboursements de comptes courants d'actionnaires à la Société ;
- les difficultés économiques consécutives à l'épidémie de COVID-19 et à l'augmentation rapide de l'inflation, et leurs conséquences sur la progression de l'endettement public pour financer les mesures de soutien en réponse, sont susceptibles de limiter la capacité des contreparties publiques du Groupe à honorer leurs échéances de paiement dans les délais contractuels, voire d'entraîner des défauts souverains ou de nécessiter une restructuration de leur dette par certains de ces pays, ce qui pourrait constituer des cas de défaut croisé sur certains des financements de projets mis en place par le Groupe (Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de contrepartie, se reporter au paragraphe 3.2.2.5 du présent Amendement) ;
- la suppression de certaines mesures mises en œuvre pour encourager les investissements étrangers, notamment les avantages fiscaux, pourrait avoir un effet défavorable sur les résultats du Groupe ou sur le coût, voire la disponibilité, des financements de projets dans certains pays ;
- les insuffisances des systèmes juridiques et des législations peuvent créer une incertitude pour les investissements et les activités du Groupe dans certains pays ;
- la perception du risque de corruption peut être plus élevée dans certains de ces pays que dans d'autres. Bien que le Groupe ait adopté un code de conduite conçu pour répondre à ces risques, les contrôles et procédures du Groupe pourraient ne pas parvenir à empêcher la violation des lois et règlements anti-corruption ainsi que de sa charte d'éthique et de son code de conduite anti-corruption (se reporter au « Risque de corruption » au paragraphe 3.2.2.4 du présent Amendement).

L'incapacité du Groupe à faire face de manière adéquate aux risques liés aux opérations et à l'investissement sur des marchés émergents pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité, sa réputation, sa situation financière et ses résultats.

Risque relatif aux projets en phase de développement et de construction

Le Groupe consacre un temps important au développement de son pipeline de projets, notamment pour la prospection initiale et l'identification des sites, l'obtention de permis fonciers, la réalisation d'études environnementales par des tiers, les évaluations techniques et l'adhésion des parties prenantes locales au projet. Le Groupe alloue également des ressources financières à ces activités, qui augmentent au fur et à mesure que les projets avancent dans leurs étapes de développement.

Au 31 décembre 2022, le pipeline de projets en développement du Groupe était composé de 248 projets à divers stades de développement (projets *tender-ready* et *advanced development*, hors projets *early stage*¹⁵), se reporter à la section 2.2 du présent Amendement.

Les difficultés rencontrées par le Groupe au cours des phases de développement des projets, notamment en matière de sécurisation des permis et autorisations nécessaires, ou encore d'extension ou de renouvellement de la validité de ceux-ci, sont susceptibles d'engendrer des retards ou des coûts supplémentaires qui pourraient rendre les projets moins compétitifs qu'initialement prévu. Dans certains cas, cela pourrait aboutir au report ou à l'abandon du projet et entraîner la perte ou la dépréciation des frais de développement engagés (se reporter à la note 12 des comptes consolidés de l'exercice 2022 pour plus d'information concernant la comptabilisation de ces frais de développement y compris leur montant au bilan à cette date). En conséquence, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de sécuriser les contrats de vente d'électricité qu'il cible pour de tels projets, d'obtenir des financements à des conditions permettant une rentabilité suffisante ou encore de générer les retours sur investissements projetés.

De même, la difficulté du Groupe à achever la construction de ses installations ou à respecter les délais prévus est susceptible d'entraîner notamment des manquements contractuels, la résiliation des contrats de vente d'électricité, la dépréciation des installations ou la réduction de la période d'éligibilité aux tarifs négociés, ou encore des retards ou des coûts plus élevés que ceux initialement prévus en raison des demandes éventuelles formulées par les cocontractants, qui peuvent ne pas être intégralement couverts ou encadrés de manière adéquate par les garanties, les clauses d'indemnisation ou les assurances EPC.

Au 31 décembre 2022, les projets en construction (*under construction*) du Groupe représentaient 2 523 MW¹⁶.

Risque lié à la sécurisation préalable de contrats de vente d'électricité

La valeur et la viabilité des projets d'énergies renouvelables du Groupe dépendent notamment de sa capacité à vendre l'électricité produite par les projets concernés au titre de contrats conclus avec des contreparties solvables et à des prix adéquats, notamment dans le cadre de procédures publiques d'appels d'offres ou de la conclusion de *PPAs* bilatéraux.

Au 31 décembre 2022, 76,9 % de la capacité en opération et en construction du Groupe (en MW) faisait l'objet de contrats de vente d'électricité post-procédures d'appels d'offres (ou à guichet ouvert) ou de contrats bilatéraux conclus directement avec des contreparties privées, d'une durée supérieure à 5 ans. La capacité résiduelle a, quant à elle, vocation à être vendue sur le marché ou à faire l'objet de couvertures ou de contrats de court terme (d'une durée inférieure à 5 ans).

Les procédures publiques d'appels d'offres sont généralement régies par un cadre réglementaire et/ou des initiatives gouvernementales spécifiques. Les appels d'offres sont principalement remportés en fonction du prix de l'offre.

Les contrats bilatéraux (*PPAs* dits « *corporate* ») sont quant à eux le plus souvent conclus à l'issue de processus compétitifs dont les résultats sont principalement fonction du prix proposé et des engagements pris en matière de calendrier de réalisation du projet.

Par ailleurs, si le Groupe ne parvient pas à sécuriser l'obtention de contrats de vente d'électricité pour ses projets dans le cadre d'appels d'offres ou à des conditions suffisamment favorables et avec des contreparties suffisamment bien notées par les agences de rating en matière de risque de crédit, il ne pourra généralement pas assurer le financement de ces projets ou ne pourra pas obtenir des financements à des conditions avantageuses.

De plus, le Groupe ne peut garantir qu'il sera en mesure de renouveler ou de négocier de nouveaux contrats de vente d'électricité après expiration des contrats initiaux ou qu'il sera en mesure de négocier des prix de vente au titre de contrats ultérieurs ou sur les marchés de gros à des conditions équivalentes à celles des contrats initiaux.

Le Groupe peut être conduit à supporter des coûts provisoires supplémentaires pour conserver des projets qui pourraient ne jamais être construits. Si ces projets ne sont pas réalisés, tous les frais de développement antérieurs associés aux projets immobilisés au bilan seront abandonnés et une charge correspondante sera comptabilisée dans le compte de résultat du Groupe.

¹⁵ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2021 et au paragraphe 1.3.2.2 du présent Amendement.

¹⁶ Au 31 décembre 2022, les projets en opération représentaient 4 051 MW (se référer à la section 2.2 du présent Amendement).

Risque lié à la résiliation d'un contrat de vente d'électricité ou des défauts ou retards de paiement par les contreparties

Le Groupe vend la majeure partie de l'électricité produite par ses installations dans le cadre de contrats de vente d'électricité à long terme (jusqu'à 25 ans) conclus avec des contreparties étatiques (États ou entreprises contrôlées par l'État), des entreprises de distribution d'électricité, ainsi qu'auprès d'un nombre limité mais grandissant d'acheteurs privés.

Même lorsque le Groupe obtient des garanties étatiques, le garant peut ne pas, ou ne plus, présenter une notation de crédit *investment grade*. Au 31 décembre 2022, 90 % de la capacité sécurisée du Groupe (en MW) ayant fait l'objet d'une contractualisation était attribuée à des acheteurs bénéficiant d'une notation *investment grade* à cette date.

De même, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de limiter totalement son exposition aux crises économiques régionales, ainsi que le risque de crédit associé, malgré la localisation de ses installations dans différentes zones géographiques et donc la diversification du risque en résultant. Ces risques peuvent s'accroître lorsque l'économie mondiale ou les économies régionales connaissent des périodes de volatilité, comme c'est actuellement le cas en Europe sur les marchés de l'énergie consécutivement au conflit russo-ukrainien, ou de récession économique.

En outre, aussi longtemps que les acheteurs de l'électricité produite par le Groupe seront majoritairement des entités étatiques, ou des entités contrôlées par des États, les installations du Groupe seront soumises à un risque accru d'expropriation ou à des risques liés à l'adoption de mesures législatives ou politiques, notamment la privatisation des contreparties, susceptible d'affecter la bonne exécution des contrats.

Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de contrepartie, se reporter au paragraphe 3.2.2.5 du présent Amendement.

La performance financière des installations du Groupe dépend de la qualité de crédit et de l'exécution régulière par les contreparties du Groupe de leurs obligations contractuelles, au titre des contrats de vente d'électricité. L'inexécution par les contreparties du Groupe de leurs obligations au titre des contrats de vente d'électricité et/ou le retard de paiement par lesdites contreparties pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

Risque se rapportant à l'entretien et la rénovation des installations de production d'électricité

L'exploitation des installations du Groupe comporte des risques de pannes et défaillances de tout ou partie de l'équipement ou de certains de ses composants, des procédures ou encore des risques de performance inférieure aux niveaux de production ou d'efficacité attendus. Ces défaillances et problèmes de performance peuvent découler d'un certain nombre de facteurs, tels que l'erreur humaine, le manque d'entretien et l'usure générale au fil du temps. Les interruptions imprévues des unités de production, ou d'autres problèmes liés aux installations de production du Groupe, peuvent également intervenir et constituent un risque inhérent à son activité.

Les interruptions imprévues des unités de production d'électricité du Groupe impliquent généralement une perte de revenus, comme cela a été le cas pendant plusieurs semaines au cours du deuxième semestre 2022 pour la centrale d'EL Llano au Mexique, et une hausse des coûts d'exploitation et d'entretien. S'agissant des pertes de revenus, celles-ci peuvent n'être que partiellement couvertes par les mécanismes de garantie de mise en service, de disponibilité et de performance prévus dans les contrats conclus avec les contreparties EPC et O&M du Groupe, ou par les assurances mises en place au niveau des sociétés de projet. S'agissant des coûts d'exploitation et d'entretien, ceux-ci peuvent ne pas être recouvrables au titre des contrats de vente d'électricité et ainsi réduire le chiffre d'affaires du Groupe généré par la vente de quantités réduites d'électricité ou contraindre le Groupe à engager des frais significatifs en raison du coût accru d'exploitation de l'installation. Dans des cas extrêmes, ils pourraient même constituer un cas de défaut au titre d'un contrat de vente d'électricité entraînant sa résiliation et pouvant provoquer l'exigibilité anticipée du financement de projet correspondant. De plus, les équipements et composants essentiels peuvent ne pas toujours être immédiatement disponibles en cas de besoin, notamment quand leur production n'est plus assurée par le constructeur d'origine, ce qui est susceptible d'entraîner des temps d'arrêts non négligeables et de retarder la reprise de l'exploitation de l'installation, impliquant un manque à gagner qui pourrait ne pas être intégralement compensé par les pénalités prévues dans les contrats O&M. Certains équipements et pièces conçus sur-mesure requièrent des délais et coûts importants de fabrication et de livraison : si ces éléments ne fonctionnent pas comme prévu ou sont endommagés, leur remplacement peut nécessiter des dépenses conséquentes pour le Groupe et entraîner des temps d'interruption significatifs pour l'installation concernée.

3.1.3 RISQUES LIES A LA SITUATION FINANCIERE DU GROUPE

Risque lié au niveau de levier et au mode de financement du Groupe*

Dans le cadre du financement de ses projets, le Groupe a recours à un effet de levier important lui permettant de limiter son apport en fonds propres. Au 31 décembre 2022, le ratio de levier du Groupe, défini comme le rapport entre sa dette nette et son EBITDA ajusté (calculé sur la période des 12 derniers mois) était de 6,0 (se reporter au paragraphe 2.1.5 du présent Amendement). Les objectifs à moyen terme du Groupe, y compris son objectif de ratio dette nette/EBITDA ajusté compris entre 8 et 10 à horizon 2025, supposent un ratio de levier financier supérieur à 70 %¹⁷ du capital investi en tenant compte de tous les financements, qu'ils soient *corporate* ou mis en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine. Le financement des projets ainsi mis en œuvre par le Groupe implique par conséquent un recours important à l'endettement au niveau des sociétés de projets, ce qui comporte les risques détaillés ci-dessous et au paragraphe 3.2.2.5 du présent Amendement. Par ailleurs, le Groupe pourrait ne pas être capable de maintenir un niveau de levier nécessaire pour atteindre ses objectifs de croissance pour différentes raisons (dont une poursuite de la hausse des taux d'intérêts en cours actuellement ou une exigence plus élevée d'apport en fonds propres par les prêteurs, notamment du fait d'une proportion plus grande de ventes aux prix de marché de l'électricité produite par une centrale ou d'une diminution des prix de gros de l'électricité sur le marché), ce qui nécessiterait un recours plus important à ses actionnaires pour répondre aux besoins en capitaux propres du Groupe.

A l'occasion de son premier *Capital Markets Day*, en mars 2021, le Groupe avait indiqué que le financement de son plan d'investissement pour la période 2021-2025 nécessiterait des apports en fonds propres estimés à un montant maximum de 1,2 milliard d'euros, dont environ 600 millions d'euros ont été levés au cours du premier semestre 2021 dans le cadre d'une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription. A l'occasion de la présentation de l'état d'avancement de l'exécution de son plan stratégique 2021-2025, consécutive à la publication de ses résultats annuels 2022, ce besoin d'apport en fonds propres a été réévalué à 1,35 milliard d'euros, soit 150 millions d'euros complémentaires, dans le cadre d'une extension de son plan à des investissements dans des installations de stockage dédiées ayant une durée d'autonomie plus importante par rapport à ses hypothèses initiales (en moyenne 2h contre 1 à 1,5h précédemment), et donc un coût d'investissement supérieur. Le niveau de levier de ces installations de stockage dédiées, lorsqu'elles sont finançables par endettement externe, est en effet très nettement inférieur à la moyenne des autres actifs du Groupe, eux même financés au moyen de financements de projets dédiés.

Au-delà de cette évolution récente à caractère spécifique, une diminution du niveau de levier en deçà des hypothèses retenues par le Groupe ou une exigence plus élevée d'apport en fonds propres au niveau des sociétés de projet sont susceptibles d'affecter à l'avenir à la hausse ce besoin d'apports en fonds propres, d'ici à l'horizon d'exécution de son plan d'investissement 2021-2025.

Le Groupe serait dès lors exposé à un risque de marché, sa capacité à lever des fonds propres additionnels auprès de ses actionnaires étant dépendante de la situation générale des marchés de capitaux d'une part, et de l'appétit des investisseurs à financer la croissance de Neoen à travers des augmentations de capital, d'autre part.

Au 31 décembre 2022, l'endettement financier consolidé du Groupe atteignait 3 509,3 millions d'euros, dont 2 717,6 millions d'euros de dettes de financement de projets contractées par les sociétés de projets ou par des holdings intermédiaires, 77,4 millions d'euros de dettes obligataires et 409,7¹⁸ millions d'euros de financements *corporate* contractés par la Société. Les 304,6 millions d'euros restants correspondent (après application de la norme IFRS 16) à des dettes locatives (264,4 millions d'euros) et aux avances en comptes courants octroyées aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires (40,2 millions d'euros). Pour une description de l'endettement du Groupe, se référer au paragraphe 2.5.4 du présent Amendement.

Si une société de projet, ou sa société holding, devait manquer à ses obligations de paiement au titre de ses contrats de financement (par exemple, en raison d'un événement imprévu ou d'une détérioration de sa situation financière) ou ne pas respecter certains ratios minimums de couverture du service de la dette (*minimum debt service coverage ratio*), cette défaillance pourrait rendre la dette du projet immédiatement exigible. En l'absence d'une renonciation (*waiver*) ou d'un accord de restructuration de la part des prêteurs, ces derniers pourraient être en droit de saisir les actifs ou les titres remis en garantie (notamment la participation du Groupe dans la filiale qui détient l'installation).

Au 31 décembre 2022, deux actifs du Groupe, l'un en Australie et l'autre au Mexique, ne respectaient pas, suite notamment à des problématiques opérationnelles, leur ratio minimum de couverture du service de la dette (*Debt Service Coverage Ratio* ou DSCR).

En conséquence, le Groupe a accéléré dans ses comptes les dettes de financement de projet sans recours afférentes, présentées en endettement financier courant, pour des montants respectifs de 128,7 millions de dollars australiens (soit 82,0 millions d'euros) et 124,1 millions de dollars américains (soit 116,3 millions d'euros). Pour plus de détail le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.4.1.10 du présent Amendement.

¹⁷ Cet objectif tient compte du niveau de couverture des coûts des projets par des financements externes telle qu'elle est décrite au paragraphe 3.1.2 « Risque lié à l'obtention d'accords de financement auprès de différentes sources, en particulier par endettement externe » du présent Amendement, et des ambitions du Groupe en termes de capacité installée en opération et en construction à horizon 2025, fixée à plus de 10 GW.

¹⁸ Ce montant correspond à la composante dette, nette de frais, des émissions d'obligations convertibles « OCEANES Vertes », considérées comme des instruments composés selon les normes IFRS. Leur montant nominal s'élève à 470,0 millions d'euros.

Le Groupe a parallèlement engagé des négociations en vue d'une résolution de ces cas de défauts. A ce titre, la société a ainsi obtenu un *waiver* en date du 1^{er} février 2023 pour le cas de défaut affectant l'actif mexicain. S'agissant de l'actif australien, les négociations sont toujours en cours avec les établissements prêteurs en date de publication du présent Amendement.

S'agissant de la Société, un cas de manquement à ses obligations de paiement au titre de ses financements *corporate*, ou un cas de non-respect des ratios financiers prévus dans le cadre du crédit syndiqué mis en place en mars 2020 et ayant depuis fait l'objet de plusieurs amendements, rendraient l'ensemble de ces dettes *corporate* immédiatement exigibles.

En outre, la défaillance d'une société de projet ou d'une société holding dans le remboursement de son endettement pourrait affecter sa capacité à verser des dividendes au Groupe, à payer les frais et intérêts et rembourser les prêts intragroupes et à procéder à toute autre distribution de liquidités, l'entité défaillante ayant généralement interdiction de distribuer des liquidités. Il en résulterait probablement une perte de confiance des clients, des prêteurs ou des cocontractants du Groupe, ce qui affecterait de manière défavorable l'accès du Groupe à d'autres sources de financements pour ses projets.

Enfin, en cas d'insolvabilité, de liquidation ou de réorganisation de l'une des sociétés de projets, les créanciers (y compris les fournisseurs, les créanciers judiciaires et les autorités fiscales) auraient droit au paiement intégral de leurs créances à partir des revenus produits par les installations, avant que le Groupe ne soit autorisé à recevoir une quelconque distribution provenant de ce projet. Lorsqu'il existe un endettement pour un projet donné, les prêteurs pourraient demander la déchéance du terme de la dette et saisir tout actif remis en garantie ; le Groupe pourrait alors perdre sa participation dans les sociétés de projets concernées.

Risque lié aux clauses spécifiques des contrats de financement (*covenants*)

En raison de sa stratégie de financement de projets, le Groupe doit gérer de multiples contrats de financement conclus par de nombreuses sociétés de projets dans différents pays. Bien que le Groupe s'efforce de négocier ses financements selon des modalités uniformes pour tous ses projets, les conditions de certains contrats de financement sont susceptibles de varier ou de prévoir des clauses ou des engagements spécifiques qui peuvent s'avérer difficiles à respecter ou à gérer dans l'exercice courant de ses activités.

Chaque contrat de financement contient des *covenants* financiers et des *covenants* non-financiers à la charge de la société de projet. En particulier, les contrats de financement contiennent en général un ratio minimum de couverture du service de la dette par des liquidités disponibles (minimum *debt service coverage ratio* ou DSCR minimum) défini dans le contrat de financement (en général de 1,05x à 1,10x selon le contrat). Le contrat de financement type impose également des conditions aux distributions de fonds au profit des actionnaires ou aux remboursements d'avances en compte courant, dont notamment le respect d'un DSCR *lock-up* qui est en général fixé à un niveau plus élevé que le DSCR minimum (en général de 1,10x à 1,15x selon le contrat, voire plus élevé pour des projets situés dans des pays non membres de l'OCDE ou avec une exposition forte aux prix de marché) et le maintien d'un *debt service reserve account*. Certains contrats de financement fixent un taux d'endettement maximum (*maximum gearing ratio*) afin d'assurer un pourcentage minimum de fonds propres dans le projet concerné. Enfin, certains contrats prévoient également des clauses de défaut croisé en ce qui concerne la société de projet ou sa société holding directe et, dans certains cas, en lien avec la situation financière de la Société.

Le non-respect de ces *covenants* par le Groupe, a pu par le passé, avec un nombre d'occurrence limité, et pourrait à l'avenir entraîner un cas de défaut au titre d'un financement de projet avec des conséquences défavorables, telles que le blocage des distributions du projet, l'augmentation des coûts ou même l'exigibilité anticipée de la dette du projet, et dans ce dernier cas avoir une incidence défavorable significative sur la capacité du Groupe à obtenir des financements à l'avenir ou impacter le coût de ses financements futurs. Par ailleurs, si la Société rencontrait des difficultés financières importantes, cela pourrait déclencher l'activation des clauses de défaut croisées incluses dans certains contrats de financement et entraîner ainsi des défauts simultanés sur plusieurs projets au niveau des sociétés de projets.

Au 31 décembre 2022, deux entités du Groupe, l'une en Australie et l'autre au Mexique, ne respectaient pas, suite notamment à des problématiques opérationnelles, leur ratio minimum de couverture du service de la dette (*Debt Service Coverage Ratio* ou DSCR).

En conséquence, le Groupe a accéléré dans ses comptes les dettes de financement de projet sans recours afférentes, présentées en endettement financier courant, pour des montants respectifs de 128,7 millions de dollars australiens (soit 82,0 millions d'euros) et 124,1 millions de dollars américains (soit 116,3 millions d'euros). Pour plus de détail, le lecteur est invité à se reporter aux paragraphes 2.4.1.10 « Non-respect de *covenants* de certains financements de projet » et 2.5.5 « *Covenants* financiers ».

Le Groupe a parallèlement engagé des négociations en vue d'une résolution de ces cas de défauts. A ce titre, la société a ainsi obtenu un *waiver* en date du 1^{er} février 2023 pour le cas de défaut affectant l'actif mexicain. S'agissant de l'actif australien, les négociations sont toujours en cours avec les établissements prêteurs en date de publication du présent Amendement.

Les autres sociétés financées par des dettes projet et mezzanines respectaient en revanche leurs *covenants* de ratios financiers de *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) minimum, ou de fonds propres minimum¹⁹.

Les obligations convertibles vertes émises par la Société respectivement en 2020 pour un montant nominal d'environ 170 millions d'euros et en 2022 pour un montant nominal de 300 millions d'euros ne sont pas soumises à des *covenants* financiers spécifiques. Elles sont en

¹⁹ Les dettes relatives à trois actifs du Groupe, ont été reclassées en « dette financières courantes » du fait de non-respect de *covenants* financiers ou de non-conformités documentaires au sens des contrats de financement de ces centrales (se référer au paragraphe 2.4.1.10 du présent Amendement).

revanche soumises au respect d'un certain nombre d'engagements (et notamment *negative pledge*, changement de contrôle) et de cas de défaut conformes à la pratique de marché pour ce type de financements.

Le crédit syndiqué mis en place par la Société en mars 2020 et amendé depuis à plusieurs reprises, pour un montant nominal de 250 millions d'euros, comprenant un emprunt à terme de 175 millions d'euros, et une facilité de crédit revolving d'un montant nominal de 75 millions d'euros, dont l'échéance a été prolongée, au cours de l'année 2021 jusqu'en 2026 et qui demeurerait non tiré au 31 décembre 2022 est quant à lui soumis, à deux *covenants* financiers spécifiques. Ceux-ci portent respectivement, pour la Société, sur un niveau minimum de ratio de couverture du service de la dette (*Debt Service Coverage Ratio*) et sur un niveau maximum de *loan to value*, mesuré comme le rapport entre la somme de son endettement financier net et de ses garanties financières émises d'une part et de ses actifs financiers d'autre part. Ce crédit syndiqué est par ailleurs soumis au respect d'un certain nombre d'engagements (et notamment *negative pledge*, changement de contrôle) et de cas de défaut conformes à la pratique de marché pour ce type de financements.

Risque lié à la recouvrabilité des impôts différés actifs

Le Groupe peut être amené à comptabiliser des impôts différés actifs à son bilan au titre de la différence entre la comptabilisation des impôts selon les normes IFRS et les impôts réels des entités du Groupe. Cette différence comprend entre autres l'effet différé de réduction d'impôts des pertes reportables. Au 31 décembre 2022, les impôts différés actifs nets des impôts différés passifs s'élevaient à – 137,2 millions d'euros, étant précisé que ce montant tient compte des impôts différés actifs correspondant aux déficits fiscaux et crédits d'impôt du Groupe à hauteur de + 112,3 millions d'euros (se reporter à la section 4.1 – note 11.2 du présent Amendement).

La réalisation effective de ces actifs dans les années futures dépendra d'un ensemble de facteurs, au nombre desquels, (i) la faculté de dégager des bénéfices fiscaux et le degré d'adéquation entre le niveau de réalisation de ces bénéfices et celui des pertes, (ii) la limitation générale applicable aux déficits fiscaux français, aux termes de laquelle le pourcentage de déficits fiscalement reportables pouvant être utilisés pour compenser la portion du bénéfice taxable excédant 1 million d'euros au titre de chaque exercice ultérieur concerné, est limitée à 50 %, (iii) les limitations à l'utilisation des déficits fiscaux imposées par les lois et réglementations étrangères, (iv) les conséquences des contrôles ou contentieux fiscaux présents ou futurs et (v) d'éventuels changements des lois et réglementations applicables.

L'impact de ces risques pourrait augmenter la pression fiscale à laquelle le Groupe est soumis et ainsi avoir un effet défavorable sur le taux effectif d'imposition, la situation financière et les résultats du Groupe. En 2022, compte tenu des perspectives de bénéfices sur certaines géographies et des limitations temporelles dans l'utilisation des déficits fiscaux, il n'a pas été reconnu d'impôts différés actifs au titre de certaines pertes fiscales pour un impact de 2,24 % sur le taux d'impôt effectif du Groupe, tel que détaillé au paragraphe 2.4.2.3 du présent Amendement.

Risque lié à l'évolution des règles fiscales

Compte tenu de la diversité géographique de ses implantations, le Groupe est exposé à d'éventuelles modifications de la réglementation fiscale dans l'ensemble des pays dans lesquels il opère, principalement sous l'impulsion de l'OCDE, de l'Union européenne ou encore des gouvernements nationaux. Ces éventuelles modifications sont susceptibles de toucher notamment au régime de TVA applicable, particulièrement en phase de construction, aux modalités d'application des mécanismes de retenue à la source sur les revenus distribués, aux conditions de déductibilité des intérêts des emprunts souscrits, essentiellement dans le cadre de financements de projet, aux conditions de report dans le temps des déficits fiscaux, aux modalités d'amortissement des actifs de production, ou encore aux taux d'imposition applicables dans le cadre de la détermination de l'impôt sur les sociétés.

Le Groupe peut également être soumis à des contrôles fiscaux dans les pays dans lesquels il opère, dans le cadre desquels il n'est pas garanti que les autorités fiscales valident les positions prises par le Groupe (à l'exclusion des rescrits obtenus), même si le Groupe les juge correctes et raisonnables dans le cadre de ses activités.

L'impact de l'évolution des règles fiscales pourrait aussi avoir une incidence défavorable sur sa situation financière et ses résultats.

Risque de change

Les risques de change auxquels le Groupe est exposé comprennent d'abord le risque « de conversion », c'est-à-dire le risque lié à la conversion des comptes des filiales du Groupe, établis dans des devises autres que l'euro qui est la monnaie de consolidation. Jusqu'à présent, ce risque a principalement porté sur les filiales australiennes du Groupe qui établissent leurs comptes en dollars australiens ainsi que sur la centrale solaire située au Salvador dont les comptes sont établis en dollars américains, la centrale solaire située au Mexique, qui a pour monnaie fonctionnelle le dollar américain, et les centrales solaires situées en Argentine. Celles-ci ont pour monnaie fonctionnelle le dollar américain mais sont exposées au risque de change portant sur le peso argentin, principalement dans le cadre de la récupération des crédits de TVA associés à la phase de construction, et dans une moindre mesure, la phase d'opération, ainsi que du fait des mesures de contrôle des changes appliquées actuellement par le gouvernement argentin, qui réduisent la capacité du Groupe à convertir des pesos en dollars américains.

En ce qui concerne le risque dit « de transaction », c'est-à-dire le risque de non-alignement entre les devises dans lesquelles les revenus et les coûts du Groupe sont respectivement générés et encourus, le Groupe minimise son exposition en alignant l'endettement des projets, les dépenses d'investissements engagées pour financer ces projets et les revenus générés sur une même devise forte et fiable

(à la date du présent Amendement, exclusivement le dollar américain, l'euro et le dollar australien). Le Groupe est néanmoins confronté à ce risque en ce qui concerne les coûts de développement encourus dans certains pays. Par ailleurs, alors que les prix de certains contrats de vente d'électricité sont libellés en dollars américains, la devise de paiement peut être une monnaie locale, comme c'est le cas notamment en Argentine, au Mexique, ou encore en Jamaïque, que le Groupe doit alors rapidement convertir en dollars américains pour assurer le remboursement de la dette et distribuer le surplus de cash aux actionnaires. Le Groupe est dans ce cadre confronté à un risque de convertibilité.

Le Groupe est également soumis au risque de transaction pour les avances en fonds propres et compte courant qu'il octroie aux sociétés de projets (constitutives de l'apport en fonds propres dans le cadre du financement des projets), qui sont financées en euros alors que les dépenses d'investissement engagées par ces sociétés de projets (pour des projets situés en dehors de la zone euro) seront libellées en monnaies locales (dollars australiens, dollars américains principalement mais aussi, dans une moindre mesure, peso mexicain, peso argentin, metical mozambicain, kwacha zambien, etc.).

3.1.4 RISQUES LEGAUX ET REGLEMENTAIRES

Risque lié à une évolution défavorable de la réglementation ou des politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables

Les activités du Groupe sont, dans une certaine mesure, sujettes aux politiques publiques incitatives des pays dans lesquels le Groupe opère visant notamment à favoriser la production et la vente d'énergies renouvelables. Selon les pays, ces mesures peuvent prendre la forme, notamment, d'engagements et de planification de production d'énergies renouvelables, de subventions directes ou indirectes aux opérateurs, d'obligations d'achat à des tarifs d'achat obligatoires ou de versements de primes à guichet ouvert ou dans le cadre de procédures d'appels d'offres. Ces politiques et mécanismes renforcent généralement la viabilité commerciale et financière des installations d'énergies renouvelables et facilitent souvent l'obtention de financement par le Groupe.

La possibilité pour le Groupe de bénéficier de ces politiques et leur caractère favorable dépendent des orientations politiques et stratégiques relatives aux enjeux environnementaux de pays ou de régions donnés, qui sont susceptibles d'être impactés par un large éventail de facteurs. Toute remise en cause, ou évolution défavorable de ces politiques publiques incitatives ou incertitudes quant à leur interprétation ou mise en œuvre ou toute diminution du nombre de procédures publiques d'appels d'offres, ou des volumes alloués dans ce cadre, pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, ses résultats ou sa situation financière.

Par ailleurs, l'organisation de procédures publiques d'appels d'offres, qui constituent une partie toujours notable des débouchés du Groupe pour l'électricité qu'il produit, en dépit de la montée en puissance progressive des *PPAs* conclus avec des acteurs privés, dépend en grande partie de la volonté des États ou des régions de promouvoir la production d'énergies renouvelables sur leurs territoires, voire d'outils de planification, tels que la programmation pluriannuelle de l'énergie en France. À titre d'exemple, au Mexique, à la suite des élections fédérales de 2018, le *Centro Nacional de Control de Energía* ou « CENACE » a annoncé le report puis l'abandon des procédures d'appels d'offres initialement prévues pour la fin de l'année 2018, pour lesquelles le Groupe faisait partie des candidats présélectionnés pour y participer. Ces décisions sont de nature à retarder la capacité du Groupe à conclure des contrats de vente d'électricité et trouver des débouchés pour l'électricité qu'il produit dans le pays.

Par ailleurs, le 23 mars 2021, le Congrès mexicain a également adopté un amendement à l'*Electricity Industry Act*²⁰ (la « LIE Amendée »). Cet amendement affecte les producteurs d'électricité indépendants car il octroie des prérogatives exclusives à la Commission Fédérale d'Electricité (*Comisión Federal de Electricidad*, ou « CFE »), l'entreprise publique d'électricité du Mexique, et modifie les règles de priorité d'injection au bénéfice de la CFE. La LIE Amendée impacte par ailleurs les producteurs d'électricité dans la mesure où elle restreint le libre accès aux réseaux de transport et de distribution et libère la filiale de distribution réglementée de la CFE de son obligation d'acheter de l'électricité à travers des appels d'offres publics réglementés. Par conséquent, la CFE est en mesure d'acheter de l'électricité auprès de ses filiales et d'en répercuter le coût par le biais des tarifs offerts aux consommateurs réglementés.

De manière plus générale, le Groupe exerce ses activités dans un environnement réglementaire contraignant. Ces réglementations portent sur des questions d'urbanisme, de protection de l'environnement (réglementation paysagère, réglementation du bruit, biodiversité), de protection des populations locales (comme les populations autochtones en Australie), d'hygiène, sécurité et santé au travail, d'entretien et de contrôle des installations en opération, de démantèlement des installations en fin de vie (intégrant la remise en état du site, l'enlèvement des matériaux, et selon les pays, le recyclage des différents composants). Si le Groupe ne parvient pas à se conformer, ou à assurer la conformité de ses installations, aux dispositions qui lui ou leur sont applicables, il pourrait faire face à des retraits d'autorisations (licences, permis, etc.) ou encore être sanctionné par les autorités de régulation ou les gestionnaires de réseaux, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité, ses résultats ou sa situation financière.

Enfin, dans ce cadre, le Groupe pourrait être exposé à des risques liés à des différentes procédures judiciaires, administratives ou provenant d'autorités de régulation.

²⁰ L'*Electricity Industry Act* est une loi qui fournit un cadre permettant de réguler l'industrie de l'électricité.

Risques liés à l'obtention des permis, licences et autorisations nécessaires à l'exercice de ses activités ou à l'implantation de ses installations

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est soumis à des contraintes importantes quant à l'obtention des permis, licences et autorisations requises par la réglementation en vigueur et délivrés par les autorités nationales ou locales. Selon les pays, ces permis, licences et autorisations peuvent prendre la forme d'autorisations d'urbanisme (telles que les permis de construire), d'études environnementales et études d'impact obligatoires, d'autorisations de produire et d'exploiter, d'autorisations de raccordement aux réseaux ou encore d'autres autorisations spécifiques liées à la présence de sites protégés à proximité de l'installation.

Les autorités peuvent, selon les pays, faire preuve d'un pouvoir plus ou moins discrétionnaire dans la délivrance de ces permis, licences et autorisations, et ils pourraient exercer ce pouvoir de façon arbitraire ou imprévisible. Par ailleurs, la multitude d'administrations compétentes peut rendre l'obtention de ces autorisations et permis longue, complexe et coûteuse.

Par conséquent, le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra à des coûts raisonnables, ou dans les délais prévus, la délivrance des permis, licences et autorisations nécessaires. Enfin, pour ses projets en développement, le Groupe peut avoir engagé des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi se retirer d'un projet ou y renoncer, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité et ses résultats opérationnels.

Ainsi, au Mexique, le Groupe a engagé la construction au cours de l'année 2020 des ouvrages de haute tension relatifs au projet solaire de Puebla, d'une puissance de 380 MWc, afin de respecter le calendrier de validité initial du permis de génération (décembre 2022), ainsi que ceux des études et du contrat d'interconnexion dont il était bénéficiaire. Ces ouvrages sont aujourd'hui finalisés, et le Groupe attend désormais la confirmation par l'opérateur de réseau (CENACE) de la validité des études d'interconnexion afin de pouvoir lancer la construction du parc solaire attenant.

Le CENACE, fermé depuis mars 2020 pour des raisons sanitaires, vient tout juste de reprendre ses activités. Une norme vient ainsi d'être publiée concernant la reprise progressive des études d'interconnexion suspendues depuis sa fermeture. Celle-ci devrait permettre la prorogation de la date limite de mise en service de cette centrale solaire à décembre 2026 et donner ainsi le temps au CENACE de valider les études qui lui ont été soumises par le Groupe.

En parallèle, et dans un souci de cohérence, le Groupe a sollicité auprès de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) une demande d'extension de son permis de génération à cette même date (décembre 2026).

Le contrat d'interconnexion, dont les études d'interconnexion sont une annexe, ne pourra être amendé avec la CFE qu'une fois l'accord de la CRE obtenu et les études d'interconnexion validées par le CENACE. Les ouvrages d'interconnexion et le parc solaire attenants, dont le Groupe envisage toujours la réalisation prochaine, ne pourront être finalisés qu'à ces conditions.

Risque lié à la diminution ou à la remise en cause des prix et tarifs réglementés d'achat d'électricité renouvelable

La valeur et la viabilité des installations éoliennes, photovoltaïques et de stockage développées et opérées par le Groupe dépendent de sa capacité à vendre l'électricité qu'elles produisent à des niveaux de prix adaptés soit en vertu de contrats d'achat d'électricité, soit sur le marché de gros.

Historiquement, les projets du Groupe situés en France bénéficiaient d'une obligation d'achat à guichet ouvert imposant à EDF ou aux entreprises locales de distribution d'acquiescer l'électricité produite par le Groupe à des tarifs d'achat obligatoires fixés par arrêté ministériel. Depuis la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les installations du Groupe situées en France bénéficient majoritairement du mécanisme de « complément de rémunération », fondé sur la possibilité de vendre directement l'électricité produite par certaines installations sur le marché de gros (notamment aux fournisseurs et négociants) tout en bénéficiant du versement d'une prime de la part d'EDF.

De tels mécanismes de tarifs d'achat obligatoires ou de compléments de rémunération, à guichet ouvert ou à l'issue de procédures d'appel d'offres, existent également dans d'autres pays où le Groupe est présent. Ainsi, en Zambie, le programme *Scaling Solar*, auquel le Groupe a participé par le passé, vise à coordonner le développement et l'installation de centrales solaires pour une capacité cible de 600 MW. En Argentine, le Groupe a participé au programme *RenovAr* qui prévoyait des procédures d'appels d'offres à l'issue desquelles les lauréats du programme, dont le Groupe fait partie, se voyaient proposer des contrats d'achat d'électricité leur offrant un prix fixe indexé libellé en dollars américains d'une durée de 20 ans avec la *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)*.

Pour chacun de ces pays, toutes variations défavorables des compléments de rémunération ou des prix d'achat proposés à guichet ouvert ou à l'issue de procédures d'appel d'offres pourraient avoir une incidence significative sur la rentabilité des projets du Groupe et le chiffre d'affaires qu'ils génèrent, surtout si lesdits compléments de rémunération ou tarifs d'achat ne sont pas suffisamment élevés pour couvrir les coûts du projet (notamment les coûts de remboursement de l'endettement souscrit) et garantir un rendement adapté.

Par ailleurs, le Groupe peut être amené à vendre l'électricité produite par ses centrales sur les marchés de gros, pour la fraction excédant la capacité bénéficiant de tarifs d'achats obligatoire, de compléments de rémunération, ou de contrats bilatéraux (*PPA* dits "*corporate*"). Dans ce cas, le Groupe est exposé au risque d'intervention directe des gouvernements ou autorités publiques sur les marchés de gros

ou d'intervention indirecte sous la forme de taxations exceptionnelles. Ainsi, l'Union Européenne a annoncé au cours du deuxième semestre 2022, la mise en place d'un plafonnement des prix à hauteur d'un niveau maximal de 180€/ MWh pour l'électricité vendue sur les marchés de gros par les installations de production d'énergie renouvelable. Si les modalités pratiques, le périmètre d'application, et la durée de cette mesure ont été déclinés de manière distincte parmi les différents pays membres, certains ayant fixé ce plafonnement à un niveau nettement inférieur aux recommandations de l'Union Européenne et pour une durée supérieure, ce type de mesure est susceptible de limiter la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de TRI cibles, dès lors que ce plafonnement s'avérerait plus important que les hypothèses retenues par le Groupe dans ses plans d'investissement. Les volumes d'électricité vendus sur le marché le sont en effet en règle générale à des niveaux de prix supérieurs aux tarifs de rachat, aux compléments de rémunération, et aux prix des contrats bilatéraux, constituant à ce titre un levier d'amélioration des TRIs des projets.

Enfin, si le Groupe ne parvient pas à maîtriser ses coûts, notamment sur les autres composants du système (composants BOS et/ou BOP) pour s'adapter à l'évolution du niveau des compléments de rémunération ou tarifs d'achat réglementaires en France ou dans les autres pays, les projets fondés sur de telles conditions de rémunération pourraient ne pas être viables.

3.1.5 RISQUES ENVIRONNEMENTAUX, SOCIAUX ET DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Risque lié à l'infrastructure informatique*

L'activité du Groupe repose sur l'opération efficace, sécurisée et ininterrompue de son système d'information, qui comprend des systèmes informatiques complexes et sophistiqués dont la composante critique de l'infrastructure, des systèmes de télécommunication, des systèmes de contrôle, de comptabilité et de *reporting*, et des systèmes d'acquisition et de traitement des données opérationnelles comme tertiaires. Le Groupe peut faire face à des défaillances informatiques et des perturbations de ces systèmes et réseaux, qui sont utilisés dans l'ensemble de ses activités, y compris dans ses installations hautement automatisées et pour la distribution et l'approvisionnement en électricité. Celles-ci peuvent être causées par des problèmes de mise à jour des systèmes, des catastrophes naturelles, des cyberattaques, dont le nombre, la complexité et le niveau de sophistication se sont accrus de manière substantielle au cours des deux dernières années, des accidents, des pannes électriques, des défaillances au niveau des télécommunications, des actes de terrorisme ou de guerre, des virus informatiques, des intrusions physiques ou électroniques, ou des événements ou perturbations similaires.

Les perturbations des systèmes informatiques du Groupe, sous l'effet notamment de cyberattaques, comme les rançongiciels, pourraient gravement perturber les opérations administratives et commerciales, y compris engendrer une perte de données sensibles et compromettre la capacité opérationnelle. Cela pourrait également entraîner une perte de service pour les clients et nécessiter des dépenses importantes afin de corriger les failles de sécurité ou les dommages au système. Par ailleurs, en plus d'avoir une incidence négative sur l'activité du Groupe, une défaillance du système de surveillance des opérations pourrait entraîner une perte de chiffre d'affaires, le non-respect des obligations contractuelles, réglementaires ou fiscales et donner lieu à des amendes et sanctions.

Se reporter au « Risque de fraude » au paragraphe 3.2.2.4 du présent Amendement.

Risque lié à la capacité de rétention des collaborateurs clés et à l'embauche et la rétention de nouveaux employés qualifiés*

Le succès du Groupe et sa capacité à mener à bien ses objectifs de croissance, dépendent des collaborateurs clés et employés qualifiés, notamment certains cadres du Groupe et des employés ayant une expertise particulière en matière de développement, de structuration et de financement, d'ingénierie, de construction, d'opération et de maintenance de projets. Compte tenu de leurs expertises dans l'industrie en général, de leurs connaissances des processus opérationnels du Groupe et de leurs relations avec les partenaires locaux du Groupe, la perte des services d'une ou plusieurs de ces personnes pourrait avoir une incidence défavorable significative sur la croissance, le développement des projets, la situation financière et les résultats du Groupe.

À mesure que le Groupe étend ses activités, son portefeuille et son implantation géographique, son succès opérationnel et sa capacité à mener à bien son *business plan* dépendent en grande partie de sa capacité à attirer et à retenir du personnel qualifié supplémentaire ayant une expertise technique ou sectorielle spécifique, y compris dans les nombreux sites internationaux où il est implanté.

Par exemple, la présence du personnel du Groupe et de ses capacités d'ingénierie sur le terrain sont essentiels au développement de nouveaux projets et à l'opération des actifs existants. Le succès de ces projets dépend de l'embauche et du maintien en poste d'un personnel, à l'échelle du Groupe, possédant l'expertise nécessaire pour permettre à ce dernier de compléter avec précision et en temps opportun les différentes étapes de développement de projet. Il existe une concurrence importante et croissante dans l'industrie de l'énergie renouvelable pour attirer du personnel qualifié possédant l'expertise nécessaire, et le Groupe ne peut garantir qu'il sera en mesure d'en embaucher un nombre suffisant de tels talents pour soutenir son *business plan* et sa croissance. L'incapacité à recruter et à retenir du personnel qualifié pourrait avoir un effet défavorable significatif sur les activités du Groupe.

De plus, il arrive parfois que des cadres et autres employés ayant une expertise technique ou sectorielle quittent le Groupe. Au fur et à mesure que la visibilité et la notoriété du Groupe augmentent, ses salariés deviennent également plus facilement cibles de sollicitation.

Ainsi, dans un contexte de tension générale sur le marché de l'emploi dans les principaux pays où opère le Groupe, particulièrement exacerbée pour les compétences clés mobilisées tout au long de la chaîne de valeur des activités renouvelables, le Groupe a observé

deux phénomènes notables au cours de l'année 2022. D'une part, une multiplication des sollicitations adressées par des concurrents ou des acteurs émergents, à des employés clefs du Groupe, et de manière plus générale à des fonctions indispensables à la réalisation de ses projets (développement, construction, et financement notamment). D'autre part, une inflation, sur le marché du travail, des rémunérations proposées aux profils qualifiés recherchés par le Groupe, rendant plus complexes les processus de recrutement sur des fonctions centrales pour la poursuite de sa croissance.

Si le Groupe ne parvient pas à nommer rapidement des successeurs qualifiés et efficaces ou est incapable de gérer efficacement les écarts temporaires d'expertise ou autres perturbations créées par de tels départs, cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur ses activités et sa stratégie de croissance.

Risque lié à l'acceptabilité d'une installation par les populations locales ou à la remise en cause des permis, licences et autorisations postérieurement à leur obtention par le Groupe

Les projets éoliens et, dans une moindre mesure, photovoltaïques développés ou opérés par le Groupe peuvent faire l'objet d'une faible acceptabilité, et dans certains cas, d'une opposition de la part des populations locales et associations, spécialisées notamment dans la lutte contre les installations éoliennes, particulièrement en France.

Les permis, autorisations et licences nécessaires à l'implantation d'une installation peuvent, une fois accordés, faire l'objet de recours contentieux par les riverains et associations, qui invoquent généralement devant les tribunaux une dégradation des paysages, des désagréments sonores, des atteintes à la biodiversité, ou plus généralement une atteinte à l'environnement local.

De tels recours sont très fréquents pour les projets éoliens du Groupe situés en France et peuvent aussi survenir, de manière moins systématique, pour les projets situés dans les autres pays du Groupe, notamment en Finlande, en Suède et au Canada.

Lorsque les permis et autorisations obtenus par le Groupe font l'objet de contestations ou sont annulés, cela a pour effet de rallonger les délais de développement des projets, voire dans certains cas extrêmes, de contraindre le Groupe à abandonner ces projets en cours de développement.

Au 31 décembre 2022, aucun des 123 projets photovoltaïques ne faisait l'objet d'un recours et 24,5 % des 50 projets éoliens (soit 12 projets) en phases *awarded*, *tender-ready* et *advanced development*²¹ du Groupe en France faisaient l'objet d'un recours (les projets en phase *early stage* ne sont généralement pas assez avancés pour être contestés par la voie du recours). Hors de France, un projet du Groupe en Suède, faisait l'objet de recours. Sur l'ensemble de l'exercice 2022, aucun projet du Groupe n'a été abandonné à la suite de recours, les avis des communautés étant pris en compte pour adapter les projets en cas de forte opposition. Deux projets éoliens, l'un en phase *awarded* et l'autre en opération, sont en revanche sortis de recours.

Plus généralement, aucune garantie ne peut être donnée par le Groupe qu'un parc éolien ou, dans une moindre mesure, un parc solaire, en cours de développement ou en opération recueille un avis favorable ou soit accepté par les populations avoisinantes. Même s'il existe déjà diverses réglementations qui visent à limiter les lieux d'implantation de parcs éoliens ou solaires, l'opposition des populations locales peut rendre plus difficile l'obtention de permis de construire et conduire à l'adoption de nouvelles réglementations plus restrictives. Une moindre acceptabilité par les populations locales de l'implantation des centrales, une progression du nombre de recours ou une évolution défavorable de leur issue pourraient conduire le Groupe à abandonner certains projets et, par conséquent, avoir un effet défavorable sur les perspectives et les performances financières du Groupe.

Risque lié aux conditions météorologiques et aux effets du changement climatique

Le Groupe investit et prévoit de continuer à investir dans des projets de production d'électricité dépendants des ressources solaires et éoliennes. Au 31 décembre 2022, les installations photovoltaïques et les parcs éoliens du Groupe en opération représentaient respectivement 2 039 MW et 1 477 MW, soit environ 50 % et 36 % de sa capacité totale opérationnelle.

Les niveaux de production des centrales photovoltaïques et éoliennes du Groupe dépendent respectivement et de manière significative du degré d'irradiation des installations solaires et de l'énergie cinétique du vent à laquelle sont exposées les éoliennes. Ces ressources sont hors du contrôle du Groupe et sont susceptibles de varier significativement selon les périodes. Les conditions météorologiques générales, telles que les variations saisonnières des ressources, sont ainsi complexes à prévoir.

Des niveaux insuffisants d'irradiation ou de vent sont susceptibles d'entraîner une diminution de la production d'électricité. Des températures excessives peuvent par ailleurs conduire à une réduction de la production d'électricité des installations photovoltaïques et des vents dépassant une certaine vitesse peuvent endommager les éoliennes et contraindre le Groupe à interrompre le fonctionnement des turbines.

Ce risque lié aux conditions météorologiques est accru en raison du changement climatique. En effet, dans la mesure où ce dernier provoque des variations des températures, des ressources en vent et des conditions météorologiques, engendre une augmentation de la couverture nuageuse moyenne ou encore accentue l'intensité ou la fréquence des épisodes météorologiques extrêmes, tels que des ouragans, des inondations, ou des feux de forêts, il est susceptible d'avoir une incidence défavorable sur les installations et les activités

²¹ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2021 et au paragraphe 1.3.2.2 du présent Amendement.

du Groupe. Par ailleurs, les épisodes météorologiques extrêmes peuvent endommager les installations du Groupe ou entraîner une augmentation des périodes d'arrêt, un accroissement des coûts d'opération et de maintenance (coûts O&M) ou encore interférer avec le développement et la construction de projets de grande envergure. Par exemple, sur certains marchés sur lesquels il est implanté, le Groupe a déjà eu à faire face à des épisodes météorologiques extrêmes, tels que des inondations en Australie. Il a aussi subi des tremblements de terre au Salvador.

3.2 ASSURANCES ET GESTION DES RISQUES

La section 3.2 « Assurances et gestion des risques » du Document d'Enregistrement Universel 2021 est mise à jour comme suit. Ainsi, à la date du présent Amendement, la présente section 3.2 se substitue à la section 3.2 intitulée « Assurances et gestion des risques » du Document d'Enregistrement Universel 2021.

Le contrôle des risques fait partie intégrante des activités opérationnelles du Groupe. En tant que développeur et exploitant d'installations photovoltaïques et éoliennes ainsi que d'installations de stockage, le Groupe adapte son dispositif de contrôle des risques soit en interne, soit via le transfert de ces risques par le recours à des polices d'assurance.

3.2.1 ASSURANCES

Dans le cadre de ses activités, le Groupe a recours à l'assurance à deux niveaux :

- au niveau de la Société, pour couvrir essentiellement les risques de responsabilité civile présents à l'échelle du Groupe, ainsi que les dommages relatifs aux déplacements professionnels des salariés et mandataires sociaux du Groupe ;
- au niveau des sociétés de projets, pour se protéger des risques pesant spécifiquement sur les installations photovoltaïques, éoliennes et de stockage en cours de développement, de construction et d'opération.

La politique d'assurance est déterminée et gérée en interne par un département dédié, sous la responsabilité du secrétaire général, qui travaille en étroite collaboration avec les différentes équipes (notamment, avec les équipes de développement, de construction et d'exploitation et l'équipe juridique) à travers le monde et les courtiers en assurance du Groupe. Compte tenu du durcissement continu du marché mondial des assurances, le Groupe déploie ses meilleurs efforts afin d'obtenir une couverture assurantielle adaptée pour chacun des risques (i) en créant des partenariats avec des acteurs majeurs du marché et (ii) en faisant réaliser des études techniques permettant de déterminer précisément les risques d'un projet notamment en cas de catastrophe naturelle ou de risque en cas d'attaque terroriste.

3.2.1.1 ASSURANCES RESPONSABILITE CIVILE ET « DEPLACEMENTS PROFESSIONNELS » DU GROUPE

Les polices d'assurances souscrites par la Société pour couvrir toutes les entités du Groupe et ses salariés et mandataires sociaux, sont essentiellement des assurances responsabilité civile, ainsi qu'une assurance « Individuel Accidents ». À la date du présent Amendement, le Groupe a souscrit les principales assurances suivantes, avec des niveaux de couverture (et plafonds d'indemnisation) qu'il estime appropriés et usuels pour des entreprises opérant dans le même marché :

- un programme international d'assurance de responsabilité civile, souscrit auprès de HDI, dont l'objet est de garantir le Groupe, ses représentants et salariés situés en France et dans les autres pays dans lesquels le Groupe opère, contre les conséquences financières de toute responsabilité que ceux-ci pourraient encourir à raison de dommages corporels, matériels et immatériels résultant de fautes, d'erreurs de fait ou de droit, d'oublis, d'omissions, de négligences, d'inexactitudes commis par eux ou leurs préposés et causés aux tiers, y compris les clients du Groupe, dans l'exercice de leurs activités professionnelles. Ce programme d'assurance comprend également un volet « défense pénale » qui couvre le paiement des honoraires des mandataires (avocats, avoués, huissiers, experts) et des frais nécessaires pour assurer la défense du Groupe en cas de poursuites pour un sinistre grave. Le montant total de ces garanties est plafonné par sinistre et par année d'assurance, avec des sous-plafonds par type de dommages. Cette assurance est constituée d'une police « master » complétée par des polices « locales » dans les pays dans lesquels le Groupe opère conformément à la réglementation locale. Cette police « master » a vocation à intervenir en complément des dites polices « locales » ;
- un programme d'assurance de responsabilité civile des dirigeants et mandataires sociaux, souscrit auprès d'AIG (apériteur) et de Liberty, dont l'objet est principalement de couvrir les administrateurs, les dirigeants et les mandataires sociaux des entités du Groupe dans le monde entier contre les conséquences pécuniaires des réclamations introduites à leur encontre et imputables à toute faute professionnelle commise dans l'exercice de leurs fonctions. Le programme couvre également les frais de défense civile, pénale et administrative des personnes assurées ;
- une police d'assurance couvrant les déplacements professionnels (police « Individuel Accidents »), souscrite auprès d'AIG, visant à couvrir tout salarié, mandataire social, dirigeant ou administrateur de la Société ou toute personne ayant un ordre de mission de la Société, y compris expatriés ou détachés, contre les dommages survenus à l'occasion de leurs déplacements professionnels (aériens, terrestres, etc.). Le montant total de ces garanties est plafonné par sinistre (à chaque fois, avec des sous-plafonds par type de dommages). Cette police est complétée par une assurance souscrite auprès de Covéa Fleet, garantissant les véhicules personnels des collaborateurs en mission, en cas de dommages matériels et immatériels et sans limitation en cas de dommages corporels survenant en France.

Les polices d'assurance souscrites par le Groupe contiennent des plafonds, des exclusions et des franchises qui pourraient l'exposer, en cas de survenance d'un sinistre significatif ou d'une action en justice intentée à son encontre, à des conséquences défavorables. Il ne peut en outre être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités et/ou des dépenses insuffisamment ou non couvertes par les polices d'assurance.

3.2.1.2 ASSURANCES SPECIFIQUES AUX SOCIETES DE PROJETS

Dans l'exercice de ses activités de développement et opération de projets photovoltaïques et éoliens, ainsi que d'installations de stockage, le Groupe se protège, par le recours à des polices d'assurance, contre les dommages et incidents qui pourraient survenir et affecter une installation.

La politique générale d'assurance du Groupe repose sur les principes suivants :

- chaque projet du Groupe doit être couvert par :
 - une police construction « tous risques chantiers » couvrant à la fois la Société et la société de projet contre les risques de dommages matériels accidentels et pertes de recettes y associées, responsabilité civile (y compris les risques environnementaux accidentels) pouvant survenir lors de la phase de construction de l'installation. Le recours à une police de type « tous risques chantiers » ou « tous risques chantier montage essai » (*Construction All Risks*) permet une indemnisation sans recherche préalable de responsabilité aux fins d'éviter de longues interruptions de chantiers ;
 - lorsque l'installation est entrée en opération, une assurance exploitation couvrant les risques de responsabilité civile (y compris les risques environnementaux accidentels), de dommages matériels accidentels et pertes de recettes y associées, causés par ou à l'installation (par exemple : incendies, vols et actes de vandalisme, catastrophes naturelles etc.) ;
 - une police d'assurance de responsabilité civile spécifique incluant les risques environnementaux accidentels si ce volet n'est pas inclus dans les polices construction ou exploitation ;
 - en fonction des risques du projet, le Groupe peut être également amené à souscrire une police d'assurance spécifique afin de couvrir les dommages matériels et pertes de recettes y associées en cas d'acte terroriste tant en phase de construction qu'en opération.
- si chaque projet bénéficie de couvertures propres, distinctes de celles des autres projets, ces couvertures doivent être en ligne avec la politique de couverture d'assurances du Groupe. Dans le cas spécifique des projets solaires français, des conditions standards ont été fixées dans des polices cadres négociées en amont par le Groupe auprès d'assureurs de premier rang, notamment par le biais de courtiers en assurances. Ainsi, à la date du présent Amendement, des polices cadres ont été conclues avec AXA France et Gothaer pour couvrir les actifs photovoltaïques et éoliens du Groupe situés en France tant en construction qu'en opération afin de couvrir respectivement les risques de responsabilité civile ainsi que les risques dommages matériels accidentels et pertes de recettes y associées ;
- concernant les activités internationales, le Groupe a entrepris un chantier d'harmonisation et de rationalisation de ses polices d'assurance internationales. Plusieurs programmes d'assurance exploitation ont été souscrits en 2020 auprès d'assureurs de premier rang, avec comme assureur apériteur HDI pour les installations photovoltaïques et de stockage en Australie et AGCS pour les autres installations en exploitation implantées à l'international, afin de couvrir les risques de dommages matériels accidentels et pertes de recettes y associées ou dette et coûts opérationnels fixes. Les polices construction couvrant lesdits projets sont, quant à elles, conclues au terme de procédures d'appels d'offres (de type *request for quotation*) organisées avec le support d'un courtier international ;
- les polices d'assurance sont généralement auditées par les prêteurs qui financent le projet, lesquels demandent à être désignés en tant que co-assurés afin de pouvoir, le cas échéant, bénéficier d'éventuelles indemnités d'assurances en cas de sinistre par voie de subrogation dans le cadre des contrats de prêts souscrits ;
- enfin, les polices d'assurance souscrites par les sociétés de projets contiennent des plafonds, franchises et exclusions qui sont calibrés projet par projet et dont le niveau est adéquatement fixé au terme des travaux d'audit du Groupe, en concertation avec les banques de financement.

Compte tenu de l'aggravation du risque terrorisme au Mozambique, la police construction couvrant le projet d'installation photovoltaïque Metoro a été résiliée fin juin 2022 à l'initiative des assureurs du fait de l'évacuation complète du site motivée par les attaques perpétrées en 2022 à proximité du chantier. Ce projet reste assuré via une police d'assurance couvrant les risques de violence politique. Le Groupe est en contact avec un courtier local afin d'étudier la faisabilité d'une police construction avec les assureurs locaux.

À cette politique générale, s'ajoute la mise en place de certaines polices d'assurance locales obligatoires en fonction des pays concernés.

Afin de veiller à la mise en place de polices d'assurance cohérentes et d'un niveau de couverture satisfaisant, le Groupe a notamment défini des lignes directrices pour déterminer l'organisation à suivre en matière d'assurances lors des phases de construction des projets qu'il développe.

À la date du présent Amendement, le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques assurables avec des montants de garantie qu'il estime compatibles avec la nature de ses activités. Le Groupe n'envisage pas, à l'avenir, de difficultés particulières pour conserver des niveaux d'assurance adéquats dans la limite des disponibilités et des conditions de marché. L'actuel

durcissement des marchés de l'assurance peut avoir des conséquences, à terme, sur les montants de franchise ou les limites des polices, ainsi que sur la disponibilité de certaines garanties, mais le Groupe n'anticipe pas de difficultés à assurer ses actifs dans des conditions acceptables et cohérentes avec sa politique de gestion des risques.

Au cours des dernières années, le Groupe n'a pas connu de sinistre significatif ayant conduit à une remise en cause de ses polices d'assurances.

3.2.2 GESTION DES RISQUES

La gestion des risques se rapporte aux mesures mises en œuvre par le Groupe pour recenser, analyser et maîtriser les risques auxquels il est soumis dans le cadre de ses activités, en France et à l'étranger. Le Groupe accorde une grande importance à la culture des risques et a engagé une démarche structurée visant à conduire une politique active en matière de gestion des risques permettant de s'assurer que ses risques majeurs et opérationnels soient connus et maîtrisés. Le dispositif déployé est applicable à l'ensemble du Groupe, comprenant toutes ses activités, fonctions et territoires.

La maîtrise des risques est considérée comme une priorité par le Groupe qui a construit une démarche cohérente de gestion des risques et de contrôle interne. Les dispositifs de gestion des risques et de contrôle interne du Groupe reposent sur un ensemble de moyens, de politiques, de procédures, de comportements et d'actions visant à s'assurer que les mesures nécessaires sont prises pour :

- vérifier l'efficacité des opérations et l'utilisation efficiente des ressources ;
- identifier, analyser et maîtriser les risques susceptibles d'avoir un impact significatif sur le patrimoine, les résultats, les opérations ou la réalisation des objectifs du Groupe, qu'ils soient de nature opérationnelle, commerciale, juridique ou financière, ou qu'ils soient liés à la conformité aux lois et réglementations.

Une organisation et des outils structurants ont été mis en place pour supporter les dispositifs à tous les niveaux de l'organisation du Groupe.

3.2.2.1 CARTOGRAPHIE DES RISQUES

Le Groupe a mis au point une cartographie des risques afin de prévenir les risques majeurs relatifs à son activité, tels que décrits au paragraphe 3.1.1 « Risques liés au secteur d'activité » du présent Amendement, avec le support d'un consultant externe spécialisé sur ces sujets. Le processus d'élaboration de la cartographie des risques, qui a été mis en place en 2016, a permis d'identifier les principaux risques auxquels le Groupe est exposé et d'évaluer chacun d'eux selon une méthodologie définie.

Le processus d'élaboration de la cartographie des risques implique fortement le management de l'ensemble des activités et fonctions du Groupe, permettant de tenir compte des objectifs et des enjeux de toutes les parties prenantes. L'exercice consiste notamment à identifier les risques les plus significatifs pour le Groupe, regroupés en différentes familles (développement, opérationnel, financier...). Une description des risques et de leurs causes est réalisée et pour chacun de ces risques, leur probabilité de réalisation, leurs impacts potentiels sur le Groupe, ainsi que leur degré de maîtrise actuel sont évalués. À la suite de l'évaluation de la maîtrise de ces risques, des plans d'action sont définis pour les risques jugés insuffisamment maîtrisés. L'avancement de la mise en place des plans d'action est de la responsabilité du Comité exécutif.

Tous les trois ans, les principaux risques auxquels le Groupe est confronté font l'objet d'un processus de cartographie visant à réviser leur classification au regard de l'évolution de l'environnement au sein duquel le Groupe évolue.

Ainsi, au cours du second semestre 2022, le Groupe a effectué une revue approfondie de cette cartographie des risques et de ses dispositifs de maîtrise dans un contexte général marqué notamment par la sortie de la crise sanitaire, une instabilité géopolitique et macro-économique forte, tout particulièrement en Europe, et une forte volatilité des marchés des matières premières. Cette révision a été réalisée en impliquant l'ensemble des fonctions de Neoen, et le Comité exécutif.

Au cours du quatrième trimestre 2022, cette cartographie mise à jour, et de manière plus globale l'environnement des risques ont été analysés par le Comité exécutif et validés par le Comité d'audit.

Dans un contexte de tension générale sur le marché de l'emploi dans les principaux pays où opère le Groupe, particulièrement exacerbée pour les compétences clés mobilisées tout au long de la chaîne de valeur des activités renouvelables, le Groupe a observé deux phénomènes notables au cours de l'année 2022. D'une part, une multiplication des sollicitations adressées par des concurrents ou des acteurs émergents, à des employés clés du Groupe, et de manière plus générale à des fonctions indispensables à la réalisation de ses projets (développement, construction, et financement notamment). D'autre part, une inflation, sur le marché du travail, des rémunérations proposées aux profils qualifiés recherchés par le Groupe, rendant plus complexes les processus de recrutement sur des fonctions centrales pour la poursuite de sa croissance. Celui-ci a en conséquence pris la décision, en accord avec le Comité d'audit, de réévaluer à « élevée » la qualification du risque lié la capacité de rétention des collaborateurs clés et à l'embauche et la rétention de nouveaux employés qualifiés.

S'agissant des autres risques, il ne semble pas que leur niveau d'importance net se soit accru ou modifié par rapport à la situation antérieure.

3.2.2.2 CADRE ORGANISATIONNEL DE LA GESTION DES RISQUES ET DU CONTROLE INTERNE

Les rôles et responsabilités en termes de gestion des risques et contrôle interne ont été clairement définis au sein du Groupe.

La responsabilité du management sur ces domaines est inscrite dans la culture même du Groupe et ancrée dans les différentes instances de management, notamment celles de suivi de projets et d'activité (développement, construction et comités de direction locaux).

Le Comité exécutif se situe au cœur de la démarche. Il est responsable de sa conception, et porte et pilote l'ensemble des sujets en matière de gestion des risques et de contrôle interne. Il s'assure de la mise en place au sein du Groupe des procédures de contrôle interne et des plans d'action issus de la cartographie des risques.

Le directeur financier Groupe a plus spécifiquement la charge, en s'appuyant sur ses équipes internes et des prestataires externes dédiés, de coordonner la mise en place, l'animation et le *reporting* du dispositif de contrôle interne. Il coordonne également le processus de mise à jour de la cartographie des risques. De plus, des *business process owners* ont été désignés au sein du Comité exécutif pour gérer les outils de contrôle (moyens, politiques, procédures, actions, etc.) nécessaires à la maîtrise de chaque processus.

Enfin, le Comité d'audit joue un rôle clef en matière de gestion des risques et de contrôle interne, en exigeant un *reporting* au moins annuel et en challengeant les dispositifs mis en œuvre par le Groupe. Ce *reporting* est effectué sous la responsabilité du directeur financier Groupe.

Focus sur l'élaboration de l'information comptable et financière

L'élaboration de l'information comptable et financière s'effectue sur la base de systèmes d'information permettant d'assurer le suivi de l'exhaustivité et de la correcte évaluation des transactions, ainsi que de l'élaboration des informations comptables et financières, conformément aux principes et méthodes comptables en vigueur et appliqués par la Société, tant pour ses comptes annuels que pour ses comptes consolidés.

Ces derniers sont élaborés de manière semestrielle (comptes consolidés) et annuelle (comptes sociaux et comptes consolidés), sous la responsabilité de la Direction financière Groupe, de la manière suivante :

- diffusion des principes et méthodes comptables Groupe sous forme d'un manuel de procédures ;
- préparation et transmission par la Direction financière d'instructions de consolidation, à l'attention des filiales, comprenant un calendrier détaillé ;
- réalisation des comptes consolidés selon les informations transmises par l'ensemble des entités du Groupe, couvrant l'intégralité du périmètre de consolidation ;
- utilisation d'un outil unique centralisé.

Les équipes de contrôle financier centrales opèrent lors des clôtures une révision des comptes, une revue analytique des évolutions du réalisé, d'une période sur l'autre, ainsi qu'une analyse des écarts par rapport au budget et aux atterrissages financiers.

Ce dispositif est complété par les interventions et travaux de certification des commissaires aux comptes pour les comptes annuels de la Société et consolidés du Groupe.

3.2.2.3 DISPOSITIF DE CONTROLE INTERNE

Le dispositif de contrôle interne du Groupe a pour objectif de fiabiliser les informations comptables et financières produites et de s'assurer du respect des lois et réglementations en vigueur applicables au Groupe et de l'efficacité des opérations. Il repose principalement sur un environnement de contrôle, des activités de contrôle et un pilotage dynamique de ce sujet.

Néanmoins, si des faiblesses significatives dans les contrôles internes du Groupe venaient à survenir à l'avenir, elles pourraient entraîner des inexactitudes significatives dans ses états financiers consolidés, ce qui pourrait l'obliger à retraiter ses résultats financiers ou entraîner une perte de confiance des investisseurs dans la fiabilité et l'exhaustivité de ses rapports financiers et ainsi avoir une incidence négative sur le cours de bourse des actions de la Société.

L'environnement de contrôle repose notamment sur la culture d'entreprise diffusée. Le Groupe a défini et déployé une charte éthique et démontre une culture managériale sensible à la gestion des risques. L'organisation du Groupe et la définition claire des rôles et responsabilités, soutenue par la *chart of authorities* en place, contribuent également à un environnement de contrôle solide. La *chart of authorities* fait l'objet de révisions régulières afin d'assurer sa cohérence avec les besoins du Groupe au fur et à mesure de sa croissance.

Les activités de contrôle ont été définies pour dix processus majeurs qui ont été identifiés par le Groupe, qu'ils soient opérationnels, supports ou transverses. Pour chacun d'eux, des activités de contrôle ont été répertoriées et diffusées dans des « matrices de contrôle ». Ce travail a été effectué sous la responsabilité de *business process owner*. Les activités de contrôle ont été définies en fonction des risques opérationnels identifiés dans chacun des processus et au regard des risques identifiés dans la cartographie des risques. Elles ont été détaillées et explicitées afin de garantir la facilité de déploiement par l'ensemble des filiales du Groupe. Au cours de l'année 2022, l'ensemble des activités de contrôle attachées aux dix processus majeurs ont été revues par les *business process owners*, et adaptées lorsque cela s'est avéré nécessaire. En complément de cette organisation, un ensemble d'outils concrets (*checklist*, modèles de

documents...) a été conçu et diffusé au sein du Groupe pour une meilleure appropriation et mise en place de ces activités de contrôle, et ce de façon homogène sur tous les territoires.

Enfin, la mise en œuvre du dispositif de contrôle interne est évaluée annuellement. Des campagnes d'auto-évaluation du contrôle interne ont ainsi été réalisées historiquement, la première ayant été lancée en 2017 et une deuxième d'audit croisé entre départements ayant été réalisée fin 2018. Chaque manager concerné a ainsi évalué, sur son périmètre de responsabilité ou celui de son collègue, l'efficacité des activités de contrôle définies par le Groupe. Cela permettait d'évaluer le niveau de déploiement du contrôle interne au sein du Groupe, mais également de définir des plans d'action dans le but de renforcer les activités insuffisamment maîtrisées aujourd'hui. Les résultats de ces campagnes ont été reportés au Comité exécutif et au Comité d'audit.

Par ailleurs, le Groupe a déployé, à partir du second semestre 2019, une campagne d'audit externe, visant à vérifier, d'une part la correcte exécution des activités de contrôle définies, et d'autre part le bon fonctionnement des dispositifs de maîtrise des risques majeurs ainsi que de tout autre risque majeur qui aurait été identifié entre deux exercices de cartographie des risques. Cet audit, qui avait porté spécifiquement sur les contrôles concourant à l'établissement des états financiers et à la production de l'information financière du Groupe, sur un périmètre ciblé sur la France, a été réalisé en 2020, sur le périmètre des entités australiennes du Groupe, puis en 2021 sur le périmètre des entités salvadoriennes du Groupe et sur certains contrôles applicables aux entités françaises et à la Société, et enfin en 2022 sur le périmètre des entités finlandaises du Groupe et certains contrôles applicables aux entités françaises du Groupe qui n'avaient pas jusque-là fait l'objet d'un contrôle externe. Il a vocation à être étendu en 2023 à d'autres pays du Groupe, selon une logique de rotation géographique et par process.

Enfin, s'agissant du contrôle interne en matière de compliance, celui-ci est présenté au paragraphe 3.2.2.1 « Cartographie des risques » du présent Amendement. Bien que le Groupe ait établi des politiques et des procédures de contrôle interne afin de prévenir les activités frauduleuses, ces politiques et procédures pourraient ne pas prévenir et protéger le Groupe contre les fraudes ou les autres actes criminels commis par ses employés ou agents ou ceux de ses sociétés affiliées.

Dans l'éventualité où les employés ou les agents du Groupe ou ceux de ses sociétés affiliées se livreraient à des activités frauduleuses ou à des activités criminelles ou contraires à l'éthique, le Groupe pourrait subir des sanctions financières, faire l'objet d'enquêtes menées par les autorités pénales ou réglementaires ou être l'objet de litiges ou différends, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur sa réputation, ses activités, sa situation financière ou ses résultats.

3.2.2.4 GESTION DES RISQUES NON-FINANCIERS

Neoen a notamment mis en œuvre les principales actions suivantes dans le cadre de son processus de gestion des principaux risques auxquels il est confronté (visés à la section 3.1) destinés à limiter leur impact sur le Groupe.

Risque lié à la concurrence sur les marchés des énergies renouvelables

En favorisant le développement de ses projets en interne, avec des équipes pleinement au fait des contextes locaux, le Groupe tend à optimiser leur coût de développement et à contribuer à la sélection des sites et des options technologiques les plus pertinentes. Ceci lui permet de pouvoir être compétitif par rapport à une concurrence qui peut être amenée à privilégier les acquisitions.

Le Groupe a aussi engagé une initiative d'amélioration continue de ses processus d'opération et maintenance, dans le but d'améliorer ses coûts de production et d'accroître sa compétitivité dans les développements à venir.

Par ailleurs, le Groupe s'est fixé des objectifs de taux de retour sur investissements (taux de rentabilité interne (TRI)) calculés sur un horizon de 30 ans s'élevant à 7,5 % (+/- 150 points de base) pour l'Europe, 8,5 % (+/- 150 points de base) pour l'Australie et les autres pays de l'OCDE (hors Europe), et supérieurs à 10 % (*low double digit*) dans les pays non-membres de l'OCDE. Dans le cadre d'un premier projet dans un nouveau pays, ou du recours à une nouvelle technologie dans un pays où le Groupe est déjà présent, celui-ci peut néanmoins exceptionnellement, et sous réserve d'une approbation préalable par son Conseil d'administration, être amené à viser des TRI inférieurs à ces TRI cibles, compte tenu notamment des niveaux de contingences supérieurs associés à ces types de projets. Dans ces cas spécifiques, le Groupe se fixe pour objectif un niveau de TRI plancher de 5 %. Le respect de ces TRI, validés par son Conseil d'administration, est suivi de manière constante lors des différentes phases d'un projet, de son développement jusqu'à la finalisation de sa construction.

La présence du Groupe sur plusieurs marchés lui permet aussi de suivre au plus près les optimisations mises en œuvre par les différents acteurs de l'industrie (par rapport à des acteurs locaux). Sa stratégie long terme qui repose sur un principe de détention majoritaire de ses actifs sur leur durée d'exploitation, à l'exclusion des projets et actifs du portefeuille sécurisé cédés dans le cadre de son activité de *farm-down*²², lui donne aussi un avantage dans la négociation de PPA avec des acteurs privés.

Enfin, le Groupe a fait le choix de développer des formes de contractualisation innovantes pour certains de ses actifs, visant à lui permettre de se différencier de ses concurrents. Ainsi, il a conclu au cours du deuxième trimestre 2022 un contrat de batterie virtuelle d'une durée de 7 ans portant sur une puissance de 70 MW en Nouvelle-Galles du Sud. Celui-ci permet à sa contrepartie, AGL Energy, de couvrir la

²² Cession totale ou majoritaire, de projets de son portefeuille sécurisé (*farm-down*), dans la limite de 20 % du volume des projets remportés chaque année. Ces opérations de *farm-down* permettent de renforcer la capacité financière du Groupe et donc de contribuer au financement de la construction de nouveaux actifs.

consommation de ses clients en chargeant et déchargeant virtuellement une batterie, à son gré, via une solution ultra-flexible conçue par le Groupe. Il a aussi signé, au quatrième trimestre 2022, un contrat de fourniture d'électricité en continu (*baseload contract*) de 70 MW avec BHP en Australie, fournissant de l'énergie 24h/24 et 7j/7 en s'appuyant à la fois sur un parc éolien et une batterie, combinés à son expertise en *energy management*.

Risque lié aux variations de prix des composants nécessaires à la production d'équipements renouvelables et de leur maintenance

Les contractants EPC (*Engineering Procurement Construction*) sont systématiquement choisis dans le cadre d'un processus d'appel d'offres compétitif avec au minimum, et sauf exception associée à des spécificités propres à certains marchés locaux, trois EPC de premier rang. Les évolutions des coûts des matériaux (polysilicium, lithium, acier, cuivre, cobalt, aluminium, argent) sont suivies mensuellement avec le support de plateformes reconnues de recherche et d'exploitation de données issues des marchés internationaux, et ce, pour les principaux composants critiques.

L'équipe achats sécurise, suivant l'importance des projets, le prix, la classe de puissance et la capacité des modules photovoltaïques au travers de contrats cadres pour éviter que le Groupe soit soumis à une volatilité trop forte des prix (impact de la demande fluctuante du marché chinois et des barrières anti-dumping US notamment). Elle procède de manière continue, pour l'ensemble des technologies, à l'élargissement et au renouvellement de sa base de fournisseurs stratégiques pour éviter autant que possible les situations d'abus de position dominante ou de source unique pour les composants critiques des chaînes d'approvisionnement correspondantes.

Le modèle de contrat intégré (*EPC Full Wrap*), privilégié par le Groupe, laisse par ailleurs une part notable de l'impact des évolutions potentielles des coûts des composants à la contrepartie EPC, à l'exception d'un nombre réduit de coûts portant sur des composants critiques, qui peuvent être indexés (pour des périodes de temps limitées) sur les cours de certaines matières premières (lithium, acier) ou des indices de coûts de transport.

En outre, le Groupe ne confirme la commande à ses fournisseurs (*Notice to Proceed*), l'engageant définitivement, que lorsqu'il dispose de suffisamment de visibilité quant à sa capacité à réaliser ses projets dans des conditions de rentabilité satisfaisantes au regard de ses cibles de retour sur investissement. Il intègre par ailleurs systématiquement, pour chaque projet, des contingences dans ses budgets d'investissement afin de pouvoir absorber tout ou a minima une partie de l'impact de la variation des prix des composants et équipements auxquels il est susceptible de faire face.

Pour couvrir l'évolution des coûts des prestations d'opérations et de maintenance réalisées par des tiers, qui sont généralement soumises à des mécanismes d'indexation basés sur l'inflation, le Groupe tend à privilégier dans les contrats de vente d'électricité qu'il conclut, une indexation, au moins partielle des prix de vente sur l'inflation. Ainsi à fin 2022, 72 % des contrats de vente d'électricité du Groupe étaient partiellement ou totalement indexés sur l'inflation.

Risque lié au raccordement aux réseaux de distribution ou de transport et à leur utilisation

Pour chacun de ses projets en Australie, le Groupe établit des modèles financiers prenant en compte des prévisions de *grid curtailment* et de MLF sur la base de scénarios établis par des experts indépendants et considérés comme probables à la date du *closing financier*. Il travaille par ailleurs continuellement à une amélioration de sa capacité de prévision de production opérationnelle communiquée aux gestionnaires de réseau.

Au vu des récentes évolutions sur le réseau en Australie, le Groupe porte une attention particulière, lors du choix des sites, à la robustesse du réseau, et aux investissements complémentaires qui pourraient être nécessaires dans le cadre de la réalisation de ses projets, afin de limiter les risques en phase d'opération.

En Australie, le Groupe a par ailleurs développé la capacité de certains actifs (fermes éoliennes en particulier) à participer au marché de la régulation en devenant fournisseur de services de contrôle de fréquence (*FCAS*).

Enfin, la mise en œuvre de dispositifs de stockage d'énergie par le Groupe a aussi apporté une réponse partielle aux risques posés par l'écrêtage.

Risque de prix sur les marchés de gros de l'électricité

La maîtrise du risque de marché s'applique à plusieurs étapes des projets et repose sur les bases suivantes :

- analyse et mesures ex ante : Neoen s'appuie sur des analyses de marché externes pour les scénarios de prix à moyen et long terme. Ces analyses sont produites par des sociétés spécialisées qui construisent des modèles élaborés d'évolution des marchés. Elles permettent de définir un scénario central ainsi que des scénarios alternatifs qui permettent de tester la résistance des revenus des projets et leur capacité à respecter leurs *covenants* financiers face à des situations plus inattendues. Dans certains cas, le Groupe développe lui-même certains scénarios alternatifs pour tester ses modèles ;
- couverture du risque de marché : sur les marchés où les centrales sont en phase de production et exposées au risque de prix sur les marchés de gros (comme en Australie), le Groupe dédie des équipes à l'analyse fine des risques de marché sur des durées plus courtes (de quelques mois à quelques années). Ces équipes développent des stratégies de couverture du risque sur les marchés à terme, qui sont validées par un comité regroupant les équipes de direction. Les premières applications pratiques s'appliquent aux certificats LGCs en Australie, ainsi qu'à une partie de la fraction non contractée à court terme de l'énergie produite par des centrales solaires et éoliennes bénéficiant d'une exposition marché en Europe et en Australie. Le Groupe a par ailleurs vocation à terme à étendre sa politique de couverture du risque de marché aux CELs au Mexique ;
- gestion opérationnelle des actifs de production : pour les actifs en production, si le risque de prix négatifs existe, des équipes sont affectées au suivi de la production en temps réel. L'Australie dispose par exemple d'un centre de contrôle opérationnel qui fonctionne sept jours sur sept, vingt-quatre heures sur vingt-quatre. Les opérateurs suivent les prix du marché spot et la production en parallèle. En cas de nécessité, ils peuvent modifier le niveau de production, voire stopper complètement la production en cas de prix négatifs ;
- contribution active à la régulation en temps réel de la fréquence du réseau grâce à la fourniture de différents types de services de réserve ou de régulation de fréquence aux opérateurs du marché, en Australie par exemple, en particulier à l'aide des installations de stockage, qui offrent des caractéristiques uniques de montée en charge très rapides que les technologies classiques ne sont pas à même d'offrir (centrales à gaz par exemple) ;
- complémentarité des actifs : le risque de marché, peut être aussi géré grâce à d'autres actifs comme les installations de stockage. Les installations de stockage permettent de tirer avantage de la volatilité des marchés avec une faible exposition aux hausses ou baisses structurelles de prix. Les installations de stockage protègent efficacement les revenus contre les déformations intra journalières des prix, notamment les prix négatifs. Le Groupe a acquis une grande expérience d'opération d'installations de stockage.

Risque lié à l'emploi de contractants tiers

Le Groupe contractualise avec des fournisseurs Tier 1, et dans la mesure des possibilités offertes par le marché local ou de sa compétitivité, dans un format de contrat essentiellement « clés en mains », les contrats faisant l'objet d'un allotissement demeurant à ce jour minoritaires au sein du portefeuille de contrats de construction du Groupe. La négociation de ces contrats est effectuée par des équipes dédiées et expérimentées, constituées de professionnels des départements achats et juridiques du Groupe, assistés en fonction des besoins d'experts techniques et d'avocats. Les obligations des contractants en matière de santé, de sécurité, d'environnement, de responsabilité sociale (*Health, Safety, Environment and Social* ou *HSES*), ou encore de conformité, font systématiquement l'objet de clauses spécifiques et conformes aux meilleures pratiques du secteur dans les contrats conclus par le Groupe.

Le suivi de l'exécution des contrats est quant à lui assuré par une équipe construction dédiée et expérimentée, appuyée par des consultants et des experts techniques de premier plan, en phase de construction, et par une équipe exploitation, elle aussi dédiée et expérimentée en phase d'opération et de maintenance. En cas de désaccords quant à l'exécution de ses contrats, le Groupe, peut être amené à faire appel aux services de cabinets d'avocats de premier plan, spécialisés dans ces problématiques.

Le Groupe ne conclut généralement pas de contrats-cadres avec ses EPC et leur sélection se fait projet par projet sur des critères stricts de compétitivité (*HSES*, qualité, coûts et délais). Il peut néanmoins être amené à signer des accords-cadres avec certains de ses fournisseurs de composants critiques (modules photovoltaïques ou batteries par exemple). Par ailleurs, les acteurs EPC fournissent au Groupe des garanties d'exécution de leurs obligations au titre des contrats, couvrant notamment le risque de retard en phase de construction ou celui de performance des centrales en phase d'exploitation, dans des limites négociées contractuellement, lesdites garanties étant généralement portées par des établissements financiers de premier rang. Le Groupe porte une grande attention au renouvellement de ces garanties reçues à échéance.

Par ailleurs, le Groupe porte une attention particulière à ce que les prestataires auxquels il fait appel œuvrent dans le respect des droits humains, et a initié à ce titre une démarche spécifique reposant sur la mise en œuvre de mesures adaptées.

Risque lié à l'obtention d'accords de financement auprès de différentes sources, en particulier par endettement externe

Dans ce contexte, le Groupe procède très majoritairement au développement de projets dans les pays de l'OCDE, et en veillant à diversifier son exposition géographique. Afin de contrôler son exposition, la politique actuelle du Groupe est ainsi de viser une répartition de 80 % minimum de la puissance installée dans les pays OCDE, contre 20 % maximum dans les pays hors OCDE. Par ailleurs, avant d'investir significativement dans un projet, le Groupe effectue de manière systématique une analyse préalable du caractère « bancarisable » de celui-ci notamment auprès d'établissements de crédit ou de banques de développement.

Le Groupe s'attache par ailleurs à diversifier ses contreparties en matière de financement de ses projets en veillant, pour les différentes géographies sur lesquelles il intervient, d'une part à constituer un pool d'établissements prêteurs réguliers, suffisant pour répondre aux besoins associés au développement de ses projets, et d'autre part, à élargir le spectre des prêteurs potentiels en développant des relations avec des fonds d'infrastructure, des fonds de dettes ou encore des assureurs actifs dans le secteur des énergies renouvelables, comme il a pu le faire en Finlande pour le financement de la centrale éolienne de Mutkalampi.

Risque lié à l'expansion du Groupe sur des marchés émergents

Le Groupe a vocation à accroître sa présence à l'international. L'ouverture de nouveaux pays, parfois dans des zones fragiles d'un point de vue géopolitique, a pour conséquence de générer une nouvelle exposition potentielle. Le Groupe a pour politique de souscrire des polices d'assurance spécifiques visant à protéger les actifs pour les risques de dommages matériels et pertes de revenu associées, causés par des actes terroristes notamment.

Cette expansion crée toutefois un effet de dispersion du risque, qui restera latent dans toute zone géographique sensible, même lorsque l'activité du Groupe devient localement plus mature.

Par ailleurs, la politique en matière de santé, sécurité, environnement et responsabilité sociale mise en place par le Groupe est en constant renforcement, et comprend des volets dédiés à la santé et la sécurité de ses personnels.

Enfin, le Groupe, dans ses choix d'investissements futurs, effectue des veilles précises sur la situation économique, politique et réglementaire des pays dans lesquels il est susceptible d'investir. Il est aussi vigilant à bien diversifier ses investissements de manière à limiter son exposition aux pays émergents, et ses sources de financement externe, en s'appuyant principalement sur des banques de développement internationales (*Development Finance Institutions, DFI*). La politique actuelle du Groupe est ainsi de viser une répartition de 80 % au minimum de la puissance installée dans les pays OCDE, contre 20 % au maximum dans les pays hors OCDE.

Risque de corruption

L'intégrité fait partie des valeurs de Neoen qui guident ses relations et actions avec l'ensemble de ses interlocuteurs, partenaires, clients et populations locales. Partagées par l'ensemble des collaborateurs du Groupe, elles sont le socle de l'identité de Neoen et les repères intangibles du comportement de ses collaborateurs au quotidien.

Le Groupe choisit des partenaires qui agissent selon le même principe d'intégrité absolue en toutes circonstances. Cette intégrité permet au Groupe de conduire ses projets en toute transparence.

À l'issue de l'audit compliance réalisé en 2018 par un conseil externe et portant essentiellement sur les sujets d'anti-corruption, un plan d'actions a été élaboré et une formation a été dispensée aux salariés du Groupe jugés comme les plus exposés aux risques de corruption début 2019 (cette formation étant l'une des mesures du plan d'actions). Au cours du 2nd semestre 2022, le Groupe a procédé, avec l'aide d'un conseil externe, à la mise à jour de sa cartographie des risques anti-corruption réalisée en 2019. Cette cartographie des risques anti-corruption mise à jour a été validée, d'abord par le Comité exécutif, puis par le Comité d'audit. Un nouveau plan d'action a été élaboré sur cette base visant à renforcer le dispositif anti-corruption implémenté au sein du Groupe.

Le Groupe a procédé fin 2020 à la révision de sa charte éthique. Dans le cadre de cette révision, le Groupe a décidé de formaliser le dispositif destiné à prévenir le risque de corruption dans un code de conduite distinct et l'a rendu public sur son site internet.

Enfin, dans le cadre du crédit syndiqué mis en place au niveau de la Société en mars 2020, la Société s'est engagée à mettre en œuvre un plan de formation sur les sujets d'anti-corruption à la fois en présentiel pour les personnes jugées les plus exposées à ces risques et par voie de formation en ligne pour le reste des équipes. Des formations en présentiel dans ce cadre ont été dispensées en septembre 2020, en septembre 2021 et enfin en octobre 2022 et des campagnes de formation en ligne ont été réalisées courant novembre-décembre 2020, novembre 2021 et enfin juillet et novembre 2022.

Risque relatif aux projets en phase de développement et de construction

Le Groupe privilégie une croissance organique par le biais d'une stratégie de *leadership* multi-local. Il s'appuie ainsi sur des équipes locales, véritables catalyseurs du développement de nouveaux projets.

Les investissements consacrés aux nouvelles géographies et aux phases de prospection initiale font l'objet d'un contrôle et d'un suivi stricts.

Pour la construction de ses installations, le Groupe conclut des contrats, très majoritairement « clés en mains », avec des acteurs EPC de premier plan qui intègrent des régimes de pénalité et / ou de compensation, jusqu'à un plafond défini contractuellement, des pertes de revenus associées, en cas de non-respect des délais contractuels, et dont l'exécution fait l'objet d'un suivi et d'une supervision précise de la part des équipes construction internes du Groupe.

Risque lié à la sécurisation préalable de contrats de vente d'électricité

Le Groupe pourrait conserver les projets concernés dans son pipeline de développement et tenter d'obtenir des contrats de vente d'électricité ultérieurs par le biais de négociations bilatérales ou d'appels d'offres futurs, mais il ne peut garantir que de nouvelles procédures auront lieu ou qu'il les remportera.

Le Groupe pourrait par ailleurs procéder à la cession de ces projets à des tiers, dans le cadre de la mise en œuvre de ses opérations de *farm-down*²³ et ce dans une limite annuelle d'un volume de projets concerné ne dépassant pas 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé, sa priorité demeurant au maintien d'une stratégie de *type develop-to-own*.

Le Groupe est par ailleurs susceptible de concevoir et développer certains de ses projets en vue de vendre leur production sur les marchés *spot* ou à terme de l'électricité, dans le respect des objectifs fixés en matière d'exposition aux risques de marchés de l'électricité.

Le Groupe a en effet pour objectif que la part de sa capacité installée en opération dont les revenus sont exposés aux prix de marché ne dépasse pas 20 % de sa capacité en opération totale hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux. Ce seuil exclut les actifs vendant leur production sur les marchés *spot* préalablement à l'entrée en vigueur de leurs *PPAs* (phase dite d'*early generation*).

En 2022, hors installations de stockage dédiées, 16 % de la capacité en opération et en construction était exposée à la variabilité des prix de marché, les revenus issus de ventes sur les marchés de l'électricité, représentant 24 % de son chiffre d'affaires consolidé hors installations de stockage dédiées.

Risque lié à la résiliation d'un contrat de vente d'électricité ou des défauts ou retards de paiement par les contreparties

Les contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe peuvent être résiliés par les contreparties dans des circonstances limitées, comprenant les événements rendant illégaux les paiements effectués au titre de ces contrats, les cas de force majeure (notamment faits du prince) et certains événements fiscaux. Cette faculté de résiliation de la part des contreparties est en général conditionnée au paiement de pénalités de résiliation.

Le Groupe vise à réduire le risque de contrepartie au titre des contrats de vente d'électricité, en partie en concluant des contrats avec des États, des entreprises publiques de distribution d'électricité ou d'autres clients dont la qualité de crédit est élevée et en obtenant des garanties sur les obligations des acheteurs. Toutefois, chaque fois qu'une contrepartie actuelle ou future du Groupe ne présente pas, ou ne présente plus, une notation de crédit *investment grade* et que le Groupe ne peut pas bénéficier de garanties étatiques, le Groupe est ou sera exposé à un risque de contrepartie accru. Dans les pays non OCDE, le Groupe tend en outre à financer ses projets en s'appuyant sur des banques de développement, susceptibles de l'accompagner dans ses relations avec ses contreparties dès lors que le risque de contrepartie est avéré, ou en amont de sa matérialisation.

Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de contrepartie, se reporter au paragraphe 3.2.2.5 du présent Amendement.

Par ailleurs, lors de la détermination et la négociation des prix de vente proposés pour l'électricité produite par ses centrales, que ce soit en phase d'appel d'offres, ou de négociation bilatérale avec des contreparties, le Groupe inclut, dans ses objectifs cibles de taux de retour sur investissement, une prise en compte systématique du risque de crédit spécifique à chacune de ces contreparties.

²³ Cession totale ou majoritaire, de projets de son portefeuille sécurisé (*farm-down*), dans la limite de 20 % du volume des projets remportés chaque année. Ces opérations de *farm-down* permettent de renforcer la capacité financière du Groupe et donc de contribuer au financement de la construction de nouveaux actifs.

Risque se rapportant à l'entretien et la rénovation des installations de production d'électricité

L'entretien et la rénovation des installations de production d'électricité sont assurés par des prestataires externes, sélectionnés par le Groupe parmi des acteurs de premier plan, le plus souvent dans le cadre de contrats clés en mains de construction et d'opération, qui incluent des obligations de disponibilité et de performance, couvertes par des garanties et sanctionnées par des pénalités en cas de sous-performance.

Risque lié au niveau de levier et au mode de financement du Groupe

L'endettement de chaque société de projet du Groupe contracté pour le montant du projet est sans recours ou à recours limité sur la Société et les autres entités situées hors du périmètre du financement spécifique, sauf exceptions isolées et temporaires.

L'endettement est ainsi remboursable uniquement à partir des revenus générés par la société de projet concernée ou sa société holding directe (dans l'hypothèse d'un regroupement de projets) et le remboursement de ces emprunts (et des intérêts y afférents) est généralement garanti par les titres de capital de la société de projet, les actifs physiques de l'installation, les contrats, les polices d'assurances et les flux de trésorerie de la société de projet ou de sa société holding directe, selon le cas.

Les dettes mezzanines, dont le remboursement est adossé aux flux de dividendes et de remboursement de comptes courants d'associés des projets qu'elles couvrent, sont, elles aussi, sans recours ou à recours limité sur la Société et les autres entités situées hors du périmètre qu'elles couvrent.

S'agissant des financements *corporate* du Groupe, dont le crédit syndiqué mis en place en mars 2020²⁴, ayant depuis bénéficié de plusieurs amendements²⁵, et objet du respect de *covenants* spécifiques²⁶, qui demeurent non tiré au 31 décembre 2022, leur remboursement en principal et intérêts est assuré par les flux de dividendes et de remboursement de comptes courants d'associés provenant des différents projets, après remboursement et paiement des intérêts associés le cas échéant à des dettes mezzanines intermédiaires. Ces flux font l'objet d'un suivi spécifique et de projections régulières visant à piloter en continu les conditions de couverture du principal et des intérêts de ces financements.

Risque lié aux clauses spécifiques des contrats de financement (*covenants*)

Le Groupe procède à un suivi détaillé du respect des *covenants* définis dans l'ensemble de ses contrats de financement. S'il venait à anticiper un cas de non-respect de ces *covenants* sur une période donnée, il engagerait des discussions avec les contreparties dans l'objectif d'obtenir un *waiver*. Le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.5.5 du présent Amendement et au paragraphe ci-avant.

Risque lié à la recouvrabilité des impôts différés actifs

La reconnaissance des impôts différés actifs dans les comptes du Groupe est assise sur une évaluation initiale de leur caractère effectivement recouvrable, qui fait l'objet d'une revue à chaque date de clôture comptable. Celle-ci est notamment supportée par les *business plans* projets, développés dans le cadre du montage des financements de projets, et faisant l'objet d'une mise à jour régulière, dès lors que des modifications significatives sont intervenues d'un point de vue opérationnel, financier ou encore fiscal, susceptibles d'affecter le *business plan* d'origine.

Risque lié à l'évolution des règles fiscales

Le Groupe s'est doté d'une politique fiscale fondée sur le respect strict des lois et réglementations applicables. Le Groupe applique par ailleurs une politique de prix de transfert dûment documentée et reposant sur un strict principe de refacturation des coûts encourus auquel est appliqué une marge limitée. Il adopte une attitude transparente envers les autorités fiscales.

Enfin, la diversification croissante du Groupe en termes de géographies et de catégories de produits atténue l'impact potentiel des risques fiscaux.

²⁴ Le montant nominal du crédit syndiqué s'élève à 250,0 millions d'euros, comprenant un emprunt à terme de 175 millions d'euros et une facilité de crédit revolving d'un montant nominal de 75,0 millions d'euros.

²⁵ Ce crédit syndiqué est à échéance 2026.

²⁶ Les *covenants* sont détaillés au paragraphe « Risque lié aux clauses spécifiques des contrats de financement (*covenants*) ».

Risque lié à une évolution défavorable de la réglementation ou des politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables

S'agissant de la réglementation, le Groupe reste tributaire de l'évolution des politiques des différents pays dans lesquels il opère.

Il convient toutefois de noter que :

- les conférences internationales type COP ont montré que de nombreux pays ont pris conscience du problème posé par le réchauffement climatique, notamment sous l'effet de la pression qu'organisent les populations sur leurs gouvernements (marches pour le climat...), et du rôle nécessaire à cet égard des énergies renouvelables ;
- la crise énergétique qui affecte actuellement l'Europe à la suite du déclenchement du conflit russo-ukrainien, et de manière générale l'augmentation substantielle des prix de l'électricité par rapport à leurs niveaux historiques, ont incité de nombreux gouvernements à mettre en œuvre des dispositifs visant à accélérer le déploiement des énergies renouvelables ;
- le Groupe bénéficie du soutien des banques finançant ses installations de production, en particulier des banques de développement ;
- l'amélioration continue de la compétitivité des actifs éoliens, solaires et de stockage leur permet d'atteindre, dans la plupart des pays dans lesquels le Groupe opère, la parité réseau, tout particulièrement dans le contexte actuel de prix de l'électricité très élevés sur les marchés de gros observés en Europe et dans une moindre mesure en Australie.

Par ailleurs, le Groupe s'efforce de défendre ses intérêts devant les tribunaux.

Ainsi s'agissant de la LIE Amendée, les 12 mars et 20 avril 2021, ENR AGS, S.A. de C.V. (« ENR AGS ») et ENR NL, S.A. de C.V. (« ENR NL »), filiales de la Société, ont chacune déposé des recours auprès des tribunaux mexicains pour contester la constitutionnalité de la LIE Amendée (*amparos*). Les 22 mars et 29 avril 2021, les tribunaux locaux saisis ont délivré à ENR AGS et ENR NL des ordres judiciaires suspendant les effets de la LIE Amendée jusqu'à la décision finale du tribunal au fond (les « Ordres de suspension »). Les autorités locales ont fait appel contre ces Ordres de suspension. L'audience de ces appels devant les deux cours collégiales est à ce jour toujours en attente.

Par ailleurs, afin de faire face à l'évolution potentiellement rapide et aléatoire des règles, le Groupe met en œuvre des due diligences strictes préalablement au *closing* financier de ses projets pour connaître les règles et leurs évolutions potentielles. Il s'appuie par ailleurs sur des *asset managers* dédiés, qui assurent au plus près le suivi des projets et de leurs contraintes, et sur l'intervention constante des équipes juridiques dans l'analyse des évolutions réglementaires.

Enfin, le Groupe attache une importance forte au fait de devenir un *leader* local afin de mieux comprendre et anticiper les changements possibles des réglementations locales.

Risques liés à l'obtention des permis, licences et autorisations nécessaires à l'exercice de ses activités ou à l'implantation de ses installations

Le Groupe dispose d'équipes de développement spécialisées sur les pays qui travaillent à l'obtention de ces permis et licences. La multiplication des projets dans un pays permet de mieux comprendre les processus d'obtention, en particulier dans les pays ayant des caractéristiques régionales fortes. Ceci est particulièrement vérifié en France, pays dans lequel le Groupe dispose d'une connaissance précise des différentes sensibilités au regard du développement des énergies renouvelables selon les régions. Certains permis non critiques ne peuvent toutefois être obtenus qu'après que l'EPC a effectué les études détaillées. De plus des délais administratifs peuvent parfois retarder l'émission d'un permis qui a été dûment validé par l'administration. Le Groupe peut donc être amené à décider, dans certains cas en nombre très limité et après analyse juridique, technique et réglementaire préalable, de notifier aux EPC le lancement de la construction d'un projet sans avoir formellement obtenu tous les permis, étant entendu que les travaux ne seront exécutés que quand ces permis auront été obtenus.

Le Groupe se fait accompagner par des sous-traitants locaux spécialisés pour faire les analyses nécessaires aux demandes de permis (études techniques, études d'impact...) ainsi que par des avocats pour avoir l'exhaustivité des permis.

Le positionnement du Groupe (*leader* local ou projets de grande taille) permet d'avoir l'attention des pouvoirs centraux, et par conséquent de limiter les décisions discrétionnaires dans les pays en développement.

Risque lié à la diminution ou à la remise en cause des prix et tarifs réglementés d'achat d'électricité renouvelable

Le Groupe a fait le choix de concentrer ses investissements dans des pays pour lesquels ses installations de production d'électricité d'origine renouvelable sont très majoritairement à parité réseau, notamment dans le contexte actuel de prix de l'électricité élevés, tout particulièrement en Europe, rendant de ce fait moins probable la diminution ou la remise en cause des prix et tarifs réglementés d'achat d'électricité renouvelable, déjà compétitifs par rapport aux sources conventionnelles de production d'électricité.

Dans l'hypothèse d'une remise en cause de ces prix ou tarifs réglementés, la compétitivité toujours recherchée par le Groupe de ses installations par rapport aux autres sources de production d'énergie, permettrait par ailleurs de procéder à la vente de l'électricité produite sur les marchés *spot* ou à terme de l'électricité.

S'agissant des hypothèses de prix retenues pour les volumes d'électricité vendus sur les marchés, le Groupe s'appuie sur une combinaison de modèles internes et de projections établies par des experts de marché, en retenant les courbes centrales, dont le niveau est en tendance nettement inférieur aux prix observés actuellement sur les marchés de l'électricité soumis à des tensions. Ce ci rend faible le risque qu'une intervention publique affecte significativement les niveaux de prix captés par les actifs du Groupe exposés aux prix de gros, par rapport aux hypothèses retenues dans les *business plans* d'investissement.

Enfin, la forte diversification géographique du Groupe le rend moins exposé à une remise en cause des prix et tarifs d'achat réglementés dans une géographie spécifique.

Risque lié à l'infrastructure informatique

Afin de sécuriser son infrastructure informatique, et tout particulièrement de préserver l'intégrité de ses systèmes d'information les plus critiques et de ses données sensibles, dans un contexte de fort développement, le Groupe a conclu plusieurs contrats auprès de prestataires externes qualifiés visant à assurer l'intégrité, la performance, la continuité de service et la protection de ces systèmes. Ces contrats contiennent des obligations de performance spécifiques, qui font l'objet d'un monitoring précis et régulier.

Le Groupe dispose d'une fonction informatique en interne dirigée par un Directeur des Systèmes d'Information. Celui-ci veille notamment, dans le cadre d'un plan à moyen terme en cours de déploiement, au renforcement des investissements humains et matériels du Groupe en matière de cybersécurité, de suivi et de sécurisation des outils de mesure de la performance des actifs de production, et de développements informatiques portant sur certaines fonctions clefs du Groupe (exploitation, financement et ressources humaines notamment). En 2022, le Groupe a ainsi poursuivi la refonte de son infrastructure informatique, reposant sur le recours à des solutions de type multcloud hybride devant assurer une plus forte résilience vis-à-vis des attaques les plus critiques, comme celles par *ransomware*²⁷.

Le canal majoritaire des cyberattaques étant désormais le vecteur humain, le Groupe a poursuivi, au cours de l'année 2022, les efforts de sensibilisation de ses salariés en matière de risque cyber à travers la mise en œuvre d'un parcours de formation dédié, et la réalisation de campagnes de test d'hameçonnage (*phishing*).

Cette sensibilisation s'est accompagnée de la mise en place progressive, et toujours en cours actuellement, de systèmes et processus de détection et réponses à incidents. Pour la détection, le Groupe a recours à des solutions éprouvées (*Security Operating Center / Security Information and Event Management*) permettant une surveillance permanente, pro-active et automatisée des éventuelles attaques « cyber » contre les composantes du système d'information. Pour la réponse à incident, afin qu'elle soit appropriée et rapide, le Groupe a recours à des prestations auprès de sociétés qualifiées et expertes en cybersécurité.

Risque de fraude

Des actions spécifiques ont été menées pour maîtriser le risque de fraude. Afin de prévenir ce risque majeur, une formation de sensibilisation a été historiquement spécifiquement créée et déployée auprès de l'ensemble des collaborateurs de la fonction Finance du Groupe.

De plus, depuis l'année 2020, et à la suite de l'arrivée de son Directeur des Systèmes d'Information, le Groupe fait régulièrement réaliser des audits externes de son exposition aux risques de cybersécurité, qui ont débouché sur le renforcement et la mise en place de plusieurs politiques internes, le déploiement d'outils de protection dédiés, portant notamment sur les échanges de données et la sécurisation des espaces de travail, et la sensibilisation de l'ensemble des collaborateurs aux risques associés à la cybersécurité à travers la mise en place d'*e-learning* spécifiques.

Des alertes dédiées sont émises sur les schémas de fraude auxquels le Groupe est particulièrement exposé tels que la « fraude au président » (fraude externe qui consiste à ordonner des transferts de fonds en usurpant l'identité du président), et la fraude aux coordonnées bancaires fournisseurs (fraude externe qui consiste à usurper l'identité d'un fournisseur habituel pour obtenir la substitution de ses coordonnées bancaires par celles du fraudeur, préalablement à la réalisation d'un règlement de facture).

²⁷ Un *ransomware* ou rançongiciel est un logiciel malveillant qui bloque l'accès à l'ordinateur ou à des fichiers en les chiffrant et qui réclame à la victime le paiement d'une rançon pour en obtenir de nouveau l'accès.

Au cours de l'année 2022, des formations en ligne couvrant l'ensemble du spectre des risques de cybersécurité, et notamment la maîtrise, par les collaborateurs, de leur empreinte numérique, source principale d'informations utilisée par les assaillants pour perpétrer des attaques, ont été déployées auprès de l'ensemble des collaborateurs. Leur contenu s'adapte au degré de connaissance et au niveau de maîtrise respectif de ceux-ci. Leur réalisation effective est monitorée par la DSI du Groupe avec le soutien des managers d'équipes.

Des activités de contrôle spécifiques ont également été définies pour couvrir ce risque au niveau opérationnel, et sont intégrées au sein des différents processus concernés.

Risque lié à la capacité de rétention des collaborateurs clés et à l'embauche et la rétention de nouveaux employés qualifiés

Le Groupe attache une grande valeur à son capital humain, lequel constitue l'un de ses atouts fondamentaux et cherche à favoriser l'émergence de talents au sein de son personnel, notamment en le confrontant à des positions et à des expériences nouvelles au sein des différentes filiales du Groupe.

Le Groupe procède chaque année à une revue de ses effectifs et identifie à cette occasion des fonctions et collaborateurs clés pour lesquels des politiques spécifiques de rétention et des plans de succession sont mis en place.

Dans ce cadre, le Groupe encourage vivement la mobilité entre fonctions et internationale de ses collaborateurs.

Par ailleurs, le Groupe a historiquement proposé des plans de stock-options et d'attribution gratuite d'actions de performance à ses collaborateurs clés, tels que décrits au chapitre 5 du présent Amendement.

Enfin, un plan d'intéressement a été mis en place en France en 2019, et un dispositif d'actionnariat salarié au bénéfice des salariés français du Groupe en mars 2020, en avril 2021 puis en mars 2022. Ceux-ci proposaient à chaque bénéficiaire l'acquisition d'actions nouvelles à prix préférentiel (se référer au chapitre 5 du présent Amendement).

Risque lié à l'acceptabilité d'une installation par les populations locales ou à la remise en cause des permis, licences et autorisations postérieurement à leur obtention par le Groupe

De manière générale, le Groupe privilégie l'information et la consultation des communautés locales. Le Groupe souhaite également éviter, réduire et compenser les impacts d'un projet, par des analyses environnementales détaillées. Ces analyses et concertations associées à la mise en place de mesures compensatoires permettent de limiter l'impact d'un projet, ou l'opposition locale, notamment en respectant les Performance Standards de l'IFC, pour les projets financés par des banques de développement.

C'est la raison pour laquelle, le Groupe a établi un cadre en matière de développement durable, résumé dans son *Sustainability Framework*²⁸ dans lequel il s'est engagé à :

- faire réaliser des études d'impact environnemental par des écologues spécialisés pour 100 % de ses projets en développement (avancé ou *advanced development*)²⁹ et à compenser, le cas échéant, les impacts environnementaux inévitables, conformément aux exigences locales. Le Groupe s'est également engagé, pour chaque projet qui sera construit, à adopter une initiative de biodiversité allant au-delà des exigences de la réglementation locale ;
- consulter les communautés locales et à partager de l'information, y compris lorsque cela ne relève pas d'une obligation légale ;
- développer un *Community Engagement Plan*³⁰ pour 100 % de ses nouveaux projets dont la capacité est supérieure à 50 MW ;
- maximiser son impact pour l'économie locale, en interagissant avec les entreprises et les réseaux professionnels locaux, en privilégiant les fournisseurs et les travailleurs locaux autant que possible et en développant un *Local Participation Plan*³¹ pour les projets dont la capacité est supérieure à 100 MW ;
- mettre en place des initiatives locales et des projets de développement durable pour chaque projet dont la capacité est supérieure à 50 MW ;
- renforcer ses liens avec les communautés locales, en créant une œuvre d'art qui mette en valeur les énergies renouvelables et la culture locale, pour chaque projet dont la capacité est supérieure à 50 MW.

²⁸ Le *Sustainability Framework* est le cadre que Neoen s'est donné pour formaliser ses engagements en matière de développement durable. Neoen souhaite en effet développer des pratiques responsables et durables afférentes à son modus operandi, ses interactions avec les communautés et à la maîtrise de son empreinte environnementale. Le *Sustainability Framework* est disponible sur le site internet de Neoen (<https://neoen.com/fr/rse/> / <https://neoen.com/en/csr/>).

²⁹ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2021 et au paragraphe 1.3.2.2 du présent Amendement

³⁰ Le *Community Engagement Plan* est un outil interne complet, guidant et jalonnant toutes les consultations et interactions ayant lieu durant la vie d'un projet, depuis les premières étapes de l'étude de faisabilité jusqu'à son démantèlement.

³¹ Le *Local Participation Plan* identifie et répertorie l'ensemble des bénéfices économiques potentiels d'un projet en termes de développement local et régional.

Pour les projets éoliens, une population impliquée au plus tôt dans le développement d'un projet aura tendance à mieux accepter l'implantation. Des dispositifs de concertation et d'information préalables sont donc mis en place par les équipes de Neoen avant le dépôt des demandes d'autorisation, pour impliquer les riverains dans l'élaboration du projet et la prise en compte des enjeux locaux, adaptés en fonction du contexte (présence d'éoliennes à proximité, influence des associations anti-éoliennes...) : implication des élus locaux, organisation de réunions ou permanences d'informations à destination des riverains, porte-à-porte, distribution de notes d'information, visites de parc, mise en ligne d'un site internet dédié au projet.

Afin de déployer ces dispositifs, en plus des chefs de projets en relation directe avec les parties prenantes locales, le Groupe dispose de personnel en charge des relations avec les communautés (Australie), ou fait appel à des consultants spécialisés sur certaines régions (Amérique latine, Afrique ou Europe), afin d'assurer une bonne relation sur la durée.

En dehors d'Europe, le Groupe réalise, en phase de développement, des études d'impacts environnemental et social (ESIA). La composante sociale de ces études permet non seulement d'alimenter le *Community Engagement Plan* mais aussi d'établir de plans d'action avec les communautés impliquées pour les phases de construction et d'opération du projet.

Enfin, pour certains projets, pour ne pas retarder la construction et l'exploitation d'une centrale, le Groupe pourrait envisager de recourir à des assurances le protégeant contre les conséquences financières subies en cas de succès des recours (contre des permis obtenus par le Groupe) si de telles couvertures sont disponibles et leur mise en place se justifie financièrement.

Risque lié aux conditions météorologiques et aux effets du changement climatique

Les dispositifs de maîtrise déployés par le Groupe concernant les risques météorologiques et l'impact du changement climatique sont de plusieurs ordres :

- une stratégie de diversification géographique et technologique de son portefeuille de projets : à la date du présent Amendement, bien que le Groupe réalise l'essentiel de son activité en Australie (36 % des MW en opération au 31 décembre 2022), en France (26 % des MW en opération au 31 décembre 2022), et en Amériques (22 % des MW en opération au 31 décembre 2022), la poursuite de cette stratégie de diversification devrait limiter à l'avenir l'impact potentiel de l'occurrence de ce risque au niveau consolidé ;
- un suivi en temps réel des conditions climatiques dans lesquelles opèrent les actifs du Groupe. D'une part, ce suivi permet au Groupe d'effectuer des prévisions de production d'électricité à partir d'études statistiques fondées sur l'historique des conditions météorologiques des sites. Le taux de rentabilité interne (« TRI ») et les covenants financiers du Groupe négociés dans le cadre des financements de projets prennent généralement pour hypothèse que ces prévisions se vérifieront statistiquement sur le long terme. D'autre part, ce suivi doit permettre d'identifier et de mieux anticiper les éventuelles actions à mettre en place en cas de variations trop importantes. En effet, les estimations du niveau d'irradiation et de ressources éoliennes des sites, réalisées à partir de l'expérience du Groupe et d'études menées par des ingénieurs indépendants, peuvent ne pas refléter le niveau réel des ressources solaires et éoliennes d'un site pour une période donnée. Le Groupe peut ainsi être amené à réaliser des études ultérieures, en cas d'écart persistant entre ses estimations initiales et le niveau réel de ressource affectant certains actifs, et réviser en conséquence ses prévisions pour un actif spécifique, mais aussi pour de futurs projets ayant des caractéristiques similaires ;
- la construction des actifs selon des normes (sismiques, vent, inondation, etc.) robustes ;
- une couverture assurantielle de ses actifs au sein de laquelle les questions météorologiques occupent une place fondamentale. Le transfert des risques au marché de l'assurance est défini en fonction de critères clairs de solidité financière des assureurs-partenaires et de leur capacité à couvrir les événements météorologiques majeurs et catastrophes naturelles qui pourraient affecter les actifs du Groupe. Compte tenu de la poursuite du durcissement du marché mondial des assurances, le Groupe peut être amené à faire réaliser des études techniques permettant de définir le niveau de garanties adapté aux risques de chaque actif. La couverture comprend aussi bien celle des actifs physiques (dommages aux biens) que celle des revenus escomptés des actifs (pertes d'exploitation) ou de la dette et des coûts opérationnels fixes, selon le cas, ainsi que des frais supplémentaires d'opération et maintenance pendant la réparation d'un sinistre. Cette couverture adaptée, telle que décrite dans la section 3.2 « Assurances et gestion des risques », permet de protéger autant que possible le Groupe et ses actifs contre l'incertitude liée aux événements météorologiques extrêmes. Par ailleurs, en gestionnaire responsable, le Groupe suit de près le développement de couvertures assurantielles ou financières ayant pour paramètre la disponibilité des ressources naturelles renouvelables (notamment éolienne et solaire). S'il n'a pas pour l'instant jugé bon de souscrire ces couvertures en vertu de leur coût élevé et de leur efficacité encore trop relative, il reste néanmoins à l'écoute des évolutions de ces produits dont l'objectif est de protéger la performance économique d'un actif en cas de manque ou de trop-plein de ressources naturelles renouvelables.

3.2.2.5 GESTION DES RISQUES FINANCIERS

Gestion du risque de change

Ce risque constitue un risque spécifique pour le Groupe au sens de l'article 16 du Règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil. Une description de ce risque est faite au sein du paragraphe 3.1.3 « Risque de change ».

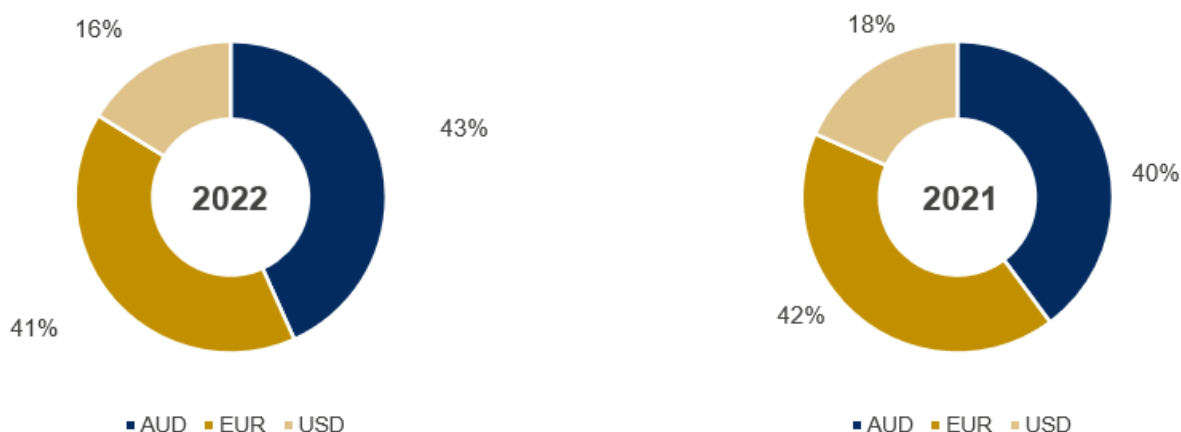
Afin de se couvrir contre le risque de baisse de l'euro par rapport au dollar américain et au dollar australien, et dans la mesure où la probabilité de réalisation du projet est suffisamment élevée, le Groupe peut être amené à conclure des contrats à terme sur devises par lesquels il achète des dollars australiens ou dollars américains avec un règlement généralement prévu peu de temps avant la date de l'apport nécessaire des fonds propres ou quasi-fonds propres dans les projets. Ces instruments de couverture sont généralement souscrits si et lorsque le Groupe dispose d'une bonne visibilité sur les dépenses d'investissement et le ratio dette/fonds propres relatifs au projet, par exemple juste après la signature d'un contrat EPC.

Enfin, dans certains cas exceptionnels, un projet en construction peut être exposé à des paiements en devises différentes de sa devise fonctionnelle, notamment lorsque le contrat EPC est libellé en plusieurs monnaies différentes. Le Groupe doit donc faire en sorte que la société de projet procède aux couvertures de change au moment du *closing* financier pour s'assurer que les ressources prévues pour le projet suffiront à la bonne réalisation de ce dernier.

Le tableau suivant détaille les dettes financières du Groupe par type de devises aux 31 décembre 2021 et 31 décembre 2022 (hors dettes locatives et investissements minoritaires) :

(En millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021
Dettes libellées en euros	1 563,3	1 213,1
Dettes libellées en dollars australiens (converties en euros)	1 112,4	948,3
Dettes libellées en dollars américains (converties en euros)	529,1	541,2
Dettes libellées en autres devises (converties en euros)	-	-
TOTAL DETTES FINANCIERES	3 204,8	2 702,6

La répartition du chiffre d'affaires par devise entre l'année 2021 et l'année 2022 se présente comme suit :



Gestion du risque de taux

Le Groupe est exposé aux risques de marché au titre de ses activités d'investissements. Cette exposition est principalement liée aux fluctuations des taux d'intérêts de ses dettes relatives aux projets.

Une description de ce risque est faite au sein du paragraphe 3.1.3 « Risque lié au niveau de levier et au mode de financement du Groupe* », qui constitue un risque spécifique pour le Groupe au sens de l'article 16 du Règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil.

Le tableau suivant résume l'exposition du Groupe par type de taux aux 31 décembre 2021 et 31 décembre 2022 :

(en millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021
Dettes à taux fixes	1 690,0	1 213,5
Dettes à taux variables	1 819,3	1 693,3
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	46,7
Instruments financiers dérivés de taux actifs	(302,7)	(30,4)
TOTAL DES DETTES FINANCIERES APRES EFFET DES COUVERTURES	3 206,6	2 923,0

Par principe, les financements de projets souscrits généralement à taux variable et les flux d'intérêts variables font l'objet d'une couverture qui représente en général 75 % ou plus du montant financé à taux variable. Les couvertures sur le risque de taux d'intérêt sont effectuées au moyen d'instruments contractés de gré à gré (*swaps* de taux), avec des contreparties bancaires internationales, qui sont valorisés à leur juste valeur et, pour la part de couvertures des années futures évaluée efficace, enregistrés dans les capitaux propres du Groupe. Les variations de ces justes valeurs sont inscrites à l'état du résultat global figurant dans les comptes consolidés en section 4.1 – note 20.2 « dette nette » du présent Amendement.

La politique de gestion des risques du Groupe a pour objectif de limiter et de maîtriser les effets des variations des taux d'intérêt et leurs répercussions sur le résultat et les flux de trésorerie.

Le tableau suivant présente le recours aux instruments dérivés par le Groupe, aux 31 décembre 2021 et 31 décembre 2022, afin de couvrir son exposition au risque de taux :

(en millions d'euros)	Montants notionnels par échéance			Juste valeur	Enregistrés en capitaux propres	Enregistrés en résultat
	Inférieur à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total			
Au 31 décembre 2021						
Swaps de taux - Solaire	(340,3)	(336,4)	(676,7)	(12,1)	15,8	-
Swaps de taux - Eolien	(200,6)	(435,9)	(636,5)	(6,9)	28,8	-
Swaps de taux – Holdings	112,5	-	112,5	(0,2)	0,2	-
Caps de taux	62,6	84,3	146,9	2,9	1,7	-
TOTAL	(365,7)	(688,0)	(1 053,7)	(16,3)	46,4	-
Au 31 décembre 2022						
Swaps de taux - Solaire	(184,4)	(508,5)	(692,9)	110,6	114,3	-
Swaps de taux - Eolien	(378,6)	(488,3)	(866,8)	182,6	168,8	-
Swaps de taux – Holdings	-	-	-	9,6	9,6	-
Caps de taux	-	-	-	-	1,9	-
TOTAL	(562,9)	(996,8)	(1 559,7)	302,7	294,6	-

Gestion du risque de contrepartie

Le risque de contrepartie correspond au risque de défaillance des cocontractants, en particulier des contreparties aux contrats de vente d'électricité, dans l'exécution de leurs obligations contractuelles, susceptibles de causer une perte financière pour le Groupe.

Ce risque fait l'objet d'une description dans les catégories « Risque lié à l'expansion du Groupe sur des marchés émergents* » et « Risque lié à la résiliation d'un contrat de vente d'électricité ou des défauts ou retards de paiement par les contreparties » du paragraphe 3.1.2 du présent Amendement, qui constituent des risques spécifiques pour le Groupe au sens de l'article 16 du Règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil.

Le tableau suivant résume la situation des comptes clients et comptes rattachés aux 31 décembre 2021 et 31 décembre 2022 :

(en millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021
Créances clients	106,6	81,6
Dépréciations créances clients	-	-
TOTAL CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	106,6	81,6

Le Groupe vend la majeure partie de l'électricité produite par ses installations dans le cadre de contrats de vente d'électricité ou contrats pour différence conclus avec des contreparties étatiques (États ou entreprises contrôlées par un État), des entreprises de distribution d'électricité, ainsi qu'auprès d'un nombre limité d'acheteurs privés.

Pour autant, la part des entités privées ainsi que des contreparties de marché (exposition *spot*) est amenée à croître à l'avenir.

Le Groupe pourrait par ailleurs concevoir et développer certains de ses projets en vue de vendre leur production sur les marchés *spot* ou à terme de l'électricité, dans le respect des objectifs fixés en matière d'exposition aux risques de marchés de l'électricité. Pour mémoire, le Groupe a pour objectif que la part de sa capacité installée en opération dont les revenus sont exposés aux prix de marché ne dépasse pas 20 % de sa capacité en opération totale hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux. Ce seuil exclut les actifs vendant leur production sur les marchés *spot* préalablement à l'entrée en vigueur de leur PPA (phase dite d'*early generation*).

Lorsque la contrepartie au contrat de vente d'électricité est une entreprise privée, sa notation de crédit est prise en compte dans le calcul du taux de rentabilité interne (« TRI ») cible du projet sous-jacent. Lorsque tout ou partie des ventes d'électricité d'une centrale est effectuée sur le marché, une prime de risque spécifique, fonction de la proportion des ventes d'électricité effectuée sur les marchés, est également ajoutée dans le calcul du TRI cible du projet.

S'agissant par ailleurs du risque de contrepartie associé à la gestion de sa trésorerie et à ses opérations de couverture de taux ou de change, le Groupe place ses disponibilités, quasi-disponibilités, et conclut des contrats de couverture de taux d'intérêt ou de change auprès d'institutions financières de premier rang.

Gestion du risque de liquidité

Le risque de liquidité correspond à l'incapacité que pourrait avoir le Groupe à faire face à ses engagements financiers immédiats ou à court terme. Il fait l'objet d'une description au sein du paragraphe 3.1.3 « Risques liés à la situation financière du Groupe », qui constitue un risque spécifique pour le Groupe au sens de l'article 16 du Règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil.

Ainsi, pour prévenir ce risque, le Groupe procède plusieurs fois par an à une analyse de ses besoins en liquidité sur un horizon de 12 mois glissants.

En date d'arrêté des comptes et compte tenu de ses obligations actuelles et des investissements prévus dans le cadre de l'exécution par la Société de son plan d'investissement au cours des douze prochains mois, celle-ci ne dispose pas des ressources financières suffisantes sur la période considérée.

Le montant net supplémentaire de trésorerie nécessaire à la poursuite des activités de la Société au cours des douze prochains mois est estimé à environ 335,0 millions d'euros.

Une augmentation de capital constitue ainsi la solution privilégiée par la Société pour financer la poursuite de ses activités nécessaires à son développement sur la période considérée.

Cependant, dans le cas où la Société retarderait certains projets prévus dans le cadre de l'exécution de son plan d'investissement, l'insuffisance de trésorerie n'interviendrait plus au cours des douze prochains mois.

Le tableau suivant résume les ressources disponibles (position de liquidité) du Groupe aux 31 décembre 2021 et 31 décembre 2022 (se reporter à la section 4.1 – note 22.5 « risques de liquidité » du présent Amendement) :

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2022	31.12.2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie :	622,7	592,6
dont placements à court terme	40,6	67,9
dont disponibilités	582,2	524,6
- Dont trésorerie à reverser à EDF OA ⁽¹⁾	90,3	-
Autorisations de découverts disponibles	288,0	238,0
TOTAL	910,7	830,5

1) *Au 31 décembre 2022, la trésorerie des actifs en exploitation comprend 90,3 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur (se référer à la section 4.1 – note 20.2 du présent Amendement).*

Les placements à court terme réalisés par le Groupe sont entièrement disponibles par la Société qui les détient et ne présentent pas de risques de changement de valeur.

4

COMPTES CONSOLIDES ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

4.1 COMPTES CONSOLIDES

4.1.1 COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE

	Notes	Exercice 2022	Exercice 2021
<i>(En millions d'euros, excepté les données relatives au résultat par action)</i>			
Ventes d'énergies sous contrat		309,2	249,3
Ventes d'énergies sur le marché		171,5	74,7
Autres produits		22,5	9,6
Chiffre d'affaires	5	503,2	333,6
Achats de marchandises et variation de stocks	6.1	(2,2)	2,5
Charges externes et de personnel	6.3 et 7.1	(135,3)	(86,0)
Impôts, taxes et versements assimilés	8	(10,0)	(7,5)
Autres produits et charges opérationnels courants	9	56,8	54,4
Quote-part du résultat net des entreprises associées et coentreprises	14	0,5	0,3
Amortissements opérationnels courants	12.2 et 12.3	(151,0)	(107,6)
Résultat opérationnel courant		262,1	189,6
Autres produits et charges opérationnels non courants	10	(3,8)	(8,0)
Dépréciations d'actifs non courants	10	(27,3)	(10,4)
Résultat opérationnel		231,0	171,2
Coût de l'endettement financier		(135,6)	(106,5)
Autres produits et charges financiers		(17,1)	(11,2)
Résultat financier	20.1	(152,7)	(117,7)
Résultat avant impôts		78,3	53,5
Impôts sur les résultats	11	(32,6)	(13,3)
Résultat net des activités poursuivies		45,7	40,2
Résultat net de l'ensemble consolidé		45,7	40,2
<i>Résultat net - part du groupe</i>		45,2	41,0
<i>Résultat net - participations ne donnant pas le contrôle</i>		0,5	(0,8)
<i>Résultat de base par action (en euros)</i>		0,41	0,39
<i>Résultat par action - après dilution (en euros)</i>		0,37	0,35

4.1.2 ETAT DU RESULTAT GLOBAL CONSOLIDE

<i>En millions d'euros</i>	Notes	Exercice 2022	Exercice 2021
Résultat net de l'ensemble consolidé		45,7	40,2
Différences de conversion ⁽¹⁾		11,1	37,0
Couverture de flux de trésorerie (instruments financiers dérivés de taux)	20.3	348,7	100,6
Impôts différés liés aux couvertures de flux de trésorerie		(96,7)	(26,9)
Autres		-	0,5
Eléments recyclables par résultat		263,1	111,2
Résultat global de l'ensemble consolidé		308,8	151,4
<i>Dont résultat global - part du groupe</i>		297,3	145,9
<i>Dont résultat global des participations ne donnant pas le contrôle</i>		11,4	5,5

- 1) En 2022, les différences de conversion s'expliquent essentiellement par l'évolution favorable du taux de change du dollar américain vis-à-vis de l'euro à hauteur de 28,9 millions d'euros, compensée par l'évolution défavorable du dollar australien vis-à-vis de l'euro à hauteur de (17,2) millions d'euros. En 2021, les différences de conversion s'expliquaient essentiellement par l'évolution favorable du taux de change du dollar américain et du dollar australien vis-à-vis de l'euro, à hauteur respectivement de 27,7 millions d'euros et de 8,8 millions d'euros.

4.1.3 ETAT DE LA SITUATION FINANCIERE CONSOLIDEE

	Notes	31.12.2022	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>			
Goodwill	12.1	0,7	0,7
Immobilisations incorporelles	12.2	290,5	269,3
Immobilisations corporelles	12.3	4 566,9	3 677,6
Participations dans les entreprises associées et coentreprises	14	24,4	16,6
Instruments financiers dérivés non courants	20.3	312,9	30,4
Autres actifs financiers non courants	15	99,9	83,0
Autres actifs non courants ⁽¹⁾		10,7	11,1
Impôts différés actifs	11.2	56,8	58,3
Total des actifs non courants		5 362,9	4 147,0
Stocks	6.2	10,6	8,7
Clients et comptes rattachés	5.2	106,6	81,6
Autres actifs courants	16	108,0	115,3
Instruments financiers dérivés courants	20.3	35,9	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	622,8	592,6
Total des actifs courants		883,9	798,2
Actifs destinés à être cédés	3.4	26,8	-
Total de l'actif		6 273,5	4 945,1
<i>En millions d'euros</i>			
	Notes	31.12.2022	31.12.2021
Capital		229,3	214,1
Primes		1 247,4	1 053,4
Réserves		375,1	59,2
Actions propres		(3,2)	(3,1)
Résultat de l'exercice part du groupe		45,2	41,0
Capitaux propres part du groupe	18	1 893,7	1 364,7
Participations ne donnant pas le contrôle	18	20,5	9,2
Capitaux propres	18	1 914,3	1 373,9
Provisions non courantes	19	115,3	75,8
Financements des projets non courants	20.2	2 702,3	2 140,1
Financements corporate non courants	20.2	407,9	337,5
Instruments financiers dérivés non courants	20.3	32,2	23,3
Autres passifs non courants ⁽²⁾		17,9	31,6
Impôts différés passifs	11.2	194,0	85,7
Total des passifs non courants		3 469,8	2 694,1
Provisions courantes	19	1,0	0,3
Financements des projets courants	20.2	397,3	427,7
Financements corporate courants	20.2	1,8	1,3
Instruments financiers dérivés courants	20.3	12,6	23,3
Fournisseurs et comptes rattachés	6.4	242,4	340,4
Autres passifs courants	21	206,2	84,1
Total des passifs courants		861,2	877,1
Passifs destinés à être cédés	3.4	28,2	-
Total du passif		6 273,5	4 945,1

- 1) Les autres actifs non courants correspondent essentiellement à des rabais constatés d'avance par le Groupe, conformément à ses obligations contractuelles, dans le cadre de l'exécution d'un contrat de vente d'électricité long terme en Australie. Les passifs associés à ces obligations contractuelles sont comptabilisés en autres passifs non courants et courants.
- 2) Les autres passifs non courants correspondent principalement à des paiements différés, à plus d'un an, liés à l'acquisition d'actifs en développement en Europe.

4.1.4 TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves et résultat	Actions propres	Capitaux propres - part du groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
<i>En millions d'euros</i>								
Capitaux propres au 31 décembre 2020	85 550 712	171,1	502,3	(36,5)	(0,1)	636,8	4,8	641,6
Résultat net de la période	-	-	-	41,0	-	41,0	(0,8)	40,2
Autres éléments du résultat global	-	-	-	104,9	-	104,9	6,2	111,2
Résultat global de la période	-	-	-	145,9	-	145,9	5,5	151,4
Augmentation(s) et réduction(s) de capital	21 505 973	43,0	551,2	0,0	-	594,1	(2,4)	591,7
Distribution(s) de dividendes	-	-	-	0,0	-	0,0	(0,2)	(0,2)
Paievements en actions	-	-	-	8,5	-	8,5	-	8,5
Transactions avec les détenteurs d'intérêts ne donnant pas le contrôle	(0,0)	-	-	0,7	-	0,7	1,6	2,2
Variation des actions propres	-	-	-	(9,0)	(3,0)	(12,1)	-	(12,1)
Variations de périmètre et autres variations	-	0,0	0,0	(9,4)	-	(9,3)	(0,0)	(9,3)
Capitaux propres au 31 décembre 2021	107 056 685	214,1	1 053,4	100,3	(3,1)	1 364,7	9,2	1 373,9
Résultat net de la période	-	-	-	45,2	-	45,2	0,5	45,7
Autres éléments du résultat global	-	-	-	252,1	-	252,1	11,0	263,1
Résultat global de la période	-	-	-	297,3	-	297,3	11,4	308,8
Augmentation et réduction de capital ⁽¹⁾	7 612 813	15,2	194,0	(0,3)	-	208,8	(1,5)	207,4
Distribution(s) de dividendes	-	-	-	(10,7)	-	(10,7)	-	(10,7)
Paievements en actions	-	-	-	7,9	-	7,9	-	7,9
Transactions avec les détenteurs d'intérêts ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾	-	0,0	-	(1,3)	-	(1,3)	1,3	0,0
Variation des actions propres ⁽³⁾	-	-	-	(1,9)	(0,1)	(2,1)	-	(2,1)
Variations de périmètre et autres variations ⁽⁴⁾	-	(0,0)	-	29,0	-	29,0	0,0	29,0
Capitaux propres au 31 décembre 2022	114 669 498	229,3	1 247,4	420,3	(3,2)	1 893,7	20,5	1 914,3

1) Se référer à la note 18.

2) Au cours de l'exercice 2022, les transactions avec les détenteurs d'intérêts ne donnant pas le contrôle concernent des acquisitions complémentaires de titres de participation dans des entités déjà contrôlées par le Groupe.

3) Au cours de l'exercice 2022, Neoen S.A. a acheté 51 000 de ses propres actions en vue de leur attribution dans le cadre de plans de stock-options ou d'actions gratuites, et augmenté son nombre de titres auto détenus (+ 20 561) dans le cadre d'un contrat de liquidité (confié à Kepler Chevreux et conformément à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers (AMF)), pour un montant total de 2,1 millions d'euros.

4) Au cours de l'exercice 2022, les variations de périmètre et autres variations correspondent à l'émission des OCEANes vertes 2022 dont 35,6 millions d'euros nets d'impôts différés ont été reconnus en composante capitaux propres conformément à IFRS 9 – instruments financiers, partiellement compensée par l'extinction de la composante capitaux propres des OCEANes 2019 lors de leur conversion, pour (6,5) millions d'euros nets d'impôts différés (se référer à la note 1.3).

4.1.5 TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES

	Notes	Exercice 2022	Exercice 2021
<i>En millions d'euros</i>			
Résultat net de l'ensemble consolidé		45,7	40,2
Éliminations :			
de la quote-part de résultat dans les entreprises associées	14	(0,5)	(0,3)
des amortissements et provisions	10, 12 et 19	176,9	117,5
de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	9	(2,8)	(0,0)
des plus ou moins-values de cession ⁽¹⁾	9 et 10	(12,5)	(42,0)
des charges et produits calculés liés aux paiements en actions	7.3	3,8	3,2
des autres produits et charges sans incidence de trésorerie ⁽²⁾		13,8	3,9
de la charge (produit) d'impôt	11	32,6	13,3
du coût de l'endettement financier	20.1	135,6	106,5
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement ⁽³⁾		81,6	44,3
Impôts décaissés (encaissés)		(17,2)	(10,6)
Flux net de trésorerie lié aux activités opérationnelles		457,0	276,0
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ⁽⁴⁾		(15,6)	(32,2)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée ⁽⁵⁾		26,2	72,1
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ⁽⁶⁾		(1 111,2)	(754,5)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		1,1	0,2
Variation d'actifs financiers		(15,4)	3,2
Dividendes reçus		1,2	1,9
Flux net de trésorerie lié aux activités d'investissement		(1 113,7)	(709,2)
Augmentation de capital de la société mère ⁽⁷⁾	18	48,1	592,1
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations (réductions) de capital	01.4	(1,5)	(2,4)
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽⁸⁾		(6,0)	-
Cession (acquisition) nette d'actions propres	01.4	(2,1)	(12,1)
Emissions d'emprunts	20.2	1 192,4	419,3
Dividendes payés ⁽⁹⁾		(2,1)	(0,2)
Remboursements d'emprunts	20.2	(439,2)	(272,0)
Intérêts financiers versés		(108,3)	(81,3)
Flux net de trésorerie lié aux activités de financement		681,3	643,5
Incidence de la variation des taux de change		9,4	7,3
Effet du reclassement de la trésorerie lié aux actifs détenus en vue de la vente	3.4	(3,9)	0,0
Variation de trésorerie		30,2	217,6
Trésorerie à l'ouverture	17	592,5	374,9
Trésorerie à la clôture	17	622,7	592,5
Variation de la trésorerie nette		30,2	217,6

1) En 2022, les plus ou moins-values de cessions correspondent principalement aux produits nets issus des opérations de farm-down pour 16,4 millions d'euros et aux mises au rebut des coûts de développement immobilisés pour (4,0) millions d'euros. En 2021, les plus ou moins-values de cession correspondaient principalement aux produits nets issus des opérations de farm-down pour 50,0 millions d'euros et aux mises au rebut des coûts de développement immobilisés pour (8,1) millions d'euros.

2) En 2022, les autres produits et charges sans incidence de trésorerie comprennent essentiellement des charges financières liées au refinancement de la dette mezzanine portée par Neoen Production 2.

3) En 2022, l'incidence de la variation du besoin en fonds de roulement comprend essentiellement une hausse (i) des dettes de + 90,3 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur (se référer à la note 20.2), (ii) de + 16,3 millions d'euros des indemnités contractuelles reconnues en cas de retard dans la construction des centrales, ou constatées dans le cadre du non-respect d'obligations relatives aux contrats d'achats, et (iii) de + 8,8 millions d'euros des dettes fournisseurs, compensée par une hausse des créances clients pour (37,2) millions d'euros correspondant principalement aux mises en service de l'exercice.

En 2021, l'incidence de la variation du besoin en fonds de roulement résultait des encaissements constatés au titre d'indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certaines centrales, et de l'encaissement de créances de TVA historiques sur des centrales en construction.

- 4) En 2022, les acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise concernent principalement des projets en développement au Canada, en Equateur et en Finlande. En 2021, les acquisitions concernaient des projets en développement en Irlande, en Finlande, en Suède et en France.
- 5) En 2022, les cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée correspondent à l'opération de farm-down de la centrale éolienne de Saint-Sauvant pour 14,9 millions d'euros, et à l'encaissement d'une composante du prix de cession d'une opération de farm-down conclue en 2021 pour 11,3 millions d'euros. En 2021, les cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée correspondaient principalement aux opérations de farm-down des centrales solaires de Grabels (Hérault) et Lagarde (Vaucluse), des centrales solaires de Lugos (Gironde) et Miremont (Haute-Garonne), et des projets éoliens Le Berger (Meuse) et Les Beaux Monts (Yonne).
- 6) Les acquisitions de l'exercice portent sur des investissements en immobilisations incorporelles pour (44,5) millions d'euros (se référer à la note 12.2) et corporelles pour (964,2) millions d'euros (se référer à la note 12.3) et intègrent la variation des dettes sur fournisseurs d'immobilisations pour (102,5) millions d'euros.
- 7) En 2022, l'augmentation de capital correspond principalement à la composante capitaux propres des OCEANES vertes émises en septembre 2022 pour 47,4 millions d'euros (se référer à la note 1.3). En 2021, ce montant correspondait principalement à l'augmentation de capital réalisée le 9 avril 2021 pour 591,2 millions d'euros après prise en compte des frais d'émission.
- 8) En 2022, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle correspondent au paiement du solde du put de 19,9% associé à la centrale de Mutkalampi (option de vente exercée en 2021).
- 9) En 2022, Neoen S.A. a procédé au premier versement de dividende de son histoire, dont (2,1) millions d'euros en numéraire (se référer à la note 1.3).

NOTE 1.	INFORMATIONS GENERALES ET REFERENTIEL COMPTABLE	139
NOTE 2.	METHODE DE CONVERSION	143
NOTE 3.	COMPOSITION DU GROUPE	144
NOTE 4.	INFORMATION SECTORIELLE	147
NOTE 5.	VENTES	150
NOTE 6.	ACHATS ET STOCKS	152
NOTE 7.	CHARGES ET AVANTAGES AU PERSONNEL	153
NOTE 8.	IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	156
NOTE 9.	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS COURANTS	156
NOTE 10.	ELEMENTS NON COURANTS DE L'ACTIVITE OPERATIONNELLE	157
NOTE 11.	IMPOTS	157
NOTE 12.	GOODWILL, IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	161
NOTE 13.	DEPRECIATION DES GOODWILLS ET DES IMMOBILISATIONS	165
NOTE 14.	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET COENTREPRISES	166
NOTE 15.	AUTRES ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS	166
NOTE 16.	AUTRES ACTIFS COURANTS	167
NOTE 17.	TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	167
NOTE 18.	CAPITAUX PROPRES ET DETAIL DES INSTRUMENTS DILUTIFS	168
NOTE 19.	PROVISIONS	172
NOTE 20.	FINANCEMENT ET INSTRUMENTS FINANCIERS	173
NOTE 21.	AUTRES PASSIFS COURANTS	181
NOTE 22.	GESTION DES RISQUES	182
NOTE 23.	ENGAGEMENTS HORS BILAN	184
NOTE 24.	TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIEES	185
NOTE 25.	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	186
NOTE 26.	EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE	186

NOTE 1. INFORMATIONS GENERALES ET REFERENTIEL COMPTABLE

NOTE 1.1 INFORMATIONS GENERALES

Neoen est une société anonyme enregistrée et domiciliée en France, et cotée sur le marché Euronext, compartiment A. Son siège social est situé au 22 rue Bayard, 75008 Paris depuis le 21 février 2022. Les états financiers consolidés de la société Neoen comprennent la Société et ses filiales dont elle détient le contrôle, ainsi que les intérêts dans les entreprises associées et coentreprises (l'ensemble désigné comme « le Groupe »).

Le Groupe développe et exploite des centrales de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (solaire, éolien) et de stockage.

Avec près de 6,6 GW de projets en opération et construction (dont 228 MW sous gestion) et 0,8 GW de projets *awarded*³² au 31 décembre 2022 (soit près de 7,4 GW de projets sécurisés – portefeuille *secured*³²), Neoen est le premier producteur indépendant français d'énergies exclusivement renouvelables.

Le Groupe dispose par ailleurs d'un pipeline de projets en développement avancé de 11,9 GW (*advanced pipeline*³²) et de plus de 5,0 GW de projets au stade *early stage*³².

Le Groupe exerce ses activités dans les zones géographiques Australie, Europe-Afrique et Amériques.

Les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2022 ont été arrêtés par le Conseil d'administration le 28 février 2023. Ils seront soumis à l'approbation des actionnaires le 10 mai 2023.

NOTE 1.2 DECLARATION DE CONFORMITE

Déclaration de conformité et référentiel comptable

Les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2022 ont été préparés conformément aux normes IFRS (International Financial Reporting Standards) telles que publiées par l'IASB (International Accounting Standards Board) et adoptées par l'Union Européenne à cette date.

L'ensemble des textes adoptés par l'Union européenne est disponible sur le site internet de la Commission européenne à l'adresse suivante : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02008R1126-20220101>.

Evolution du référentiel comptable

Pour l'établissement de ses états financiers au 31 décembre 2022, le Groupe a appliqué les mêmes normes, interprétations et méthodes comptables que dans ses états financiers de l'exercice clos au 31 décembre 2021, à l'exception des textes entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2022, mentionnés au paragraphe ci-après.

Nouveaux textes d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2022

- Amendements à IAS 16 – Immobilisations corporelles – Produits générés avant l'utilisation prévue
- Amendements à IAS 37 – Coûts à prendre en compte pour déterminer si un contrat est déficitaire
- Amendements à IFRS 3 – Référence au Cadre conceptuel
- Améliorations annuelles des normes IFRS (cycle 2018-2020)

Les états financiers n'ont pas été impactés par l'application de ces amendements et améliorations.

Interprétations finales du Comité d'interprétation de l'exercice 2022

- Décision d'agenda de l'IFRIC relative aux règles de présentation applicables aux dépôts à vue soumis à restriction par un contrat avec un tiers (IAS 7) – avril 2022

Les états financiers n'ont pas été impactés par l'application de cette interprétation.

³² Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la Section 9.6 du Document d'Enregistrement Universel de l'année 2021.

Nouveaux textes d'application non obligatoire au 1^{er} janvier 2022

Amendements à IAS 1 – Présentation des états financiers et *Practice Statement 2* – Informations à fournir sur les méthodes comptables, d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2023

- Amendements à IAS 8 – Définition des estimations comptables et changement de méthode, d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2023
- Amendement à IAS 12 – Impôts différés relatifs à des actifs et passifs issus d'une transaction unique, d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2023
- Amendements à IAS 1 – Classement des passifs en courant / non courant, d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2024 (sous réserve d'adoption par l'Union Européenne)
- Amendement à IFRS 16 – Passif de location relatif à une cession-bail, d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2024 (sous réserve d'adoption par l'Union Européenne)

Ces nouveaux textes n'ont pas été appliqués par anticipation par le Groupe ou ne sont pas applicables.

NOTE 1.3 EVENEMENTS DE L'EXERCICE

Plan d'attribution d'actions gratuites

Le 14 mars 2022, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 164 046 actions de Neoen S.A. à certains salariés du Groupe. L'attribution des actions ne sera définitive qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans, à condition que les bénéficiaires soient toujours présents au sein du Groupe et que les conditions de performance fixées par le Conseil d'administration dans le règlement du plan, et portant notamment sur l'atteinte d'objectifs financiers et de développement, soient remplies.

Au cours de l'exercice 2022, le Groupe a comptabilisé cette opération conformément à la norme IFRS 2 « paiement fondé sur des actions ». Celle-ci s'est traduite par un impact de (0,3) million d'euros en charges de personnel.

Augmentation de capital réservée aux salariés

Le 19 avril 2022, Neoen S.A. a réalisé une augmentation de capital réservée à ses salariés et mandataires sociaux en France. Celle-ci proposait à chaque bénéficiaire l'acquisition de 118 actions nouvelles au prix préférentiel de souscription de 22,30 euros par action (bénéficiant d'une décote de 30% par rapport à la moyenne des cours de clôture de l'action des vingt dernières séances de bourse précédant le jour de fixation du prix par le Président-directeur général, le 14 mars 2022, sur subdélégation du Conseil d'administration) et un abondement à raison d'une action offerte pour une action souscrite.

Au cours de l'exercice 2022, le Groupe a comptabilisé cette opération conformément à la norme IFRS 2 « paiement fondé sur des actions ». Celle-ci s'est traduite par un impact de 1,1 million d'euros en capitaux propres et de (0,4) million d'euros en charges de personnel.

Paiement du dividende au titre de l'exercice 2021

Lors de l'Assemblée Générale du 25 mai 2022, les actionnaires ont approuvé la première mise en distribution d'un dividende dans l'histoire du Groupe à hauteur de 0,10 euro par action avec option pour le paiement du dividende en actions nouvelles. Chaque actionnaire pouvait ainsi recevoir, soit 100% du dividende en numéraire, soit 100% du dividende en actions ordinaires nouvelles.

A la clôture de la période d'exercice de l'option (du 3 juin 2022 au 17 juin 2022 inclus), près de 80 % des droits ont été exercés en faveur du paiement du dividende en actions.

Cette opération a entraîné la création de 252 486 actions ordinaires nouvelles (représentant après augmentation de capital en viron 0,2% du capital), et le versement de 2,1 millions d'euros de dividende en numéraire.

Conversion d'OCEANES

Neoen S.A. a procédé le 28 octobre 2022, conformément à leurs termes et conditions, au remboursement anticipé de la totalité des obligations à option de conversion en actions nouvelles et/ou d'échange en actions existantes (OCEANES), émises le 7 octobre 2019 et à échéance octobre 2024, d'un montant d'environ 200 millions d'euros.

Les porteurs d'obligations avaient la faculté d'exercer leur droit à l'attribution d'actions Neoen à raison de 1,078 action pour 1 obligation présentée jusqu'au 19 octobre 2022. Le nombre d'obligations présentées à la conversion s'est élevé à 6 614 676 obligations (soit 99,78% de l'ensemble des obligations émises), soit un montant nominal total de 199 564 774,92 euros. Neoen a ainsi émis au total 7 130 619 actions nouvelles.

Conformément à IAS 32 « instruments financiers - présentation », cette opération s'est traduite par l'extinction du coût amorti de la composante dette pour 191,3 millions d'euros, par contrepartie des capitaux propres du Groupe pour 190,8 millions d'euros et de la trésorerie pour 0,4 million d'euros (correspondant aux 14 425 obligations non présentées à la conversion et qui ont été remboursées en numéraire le 28 octobre 2022).

Emission d'OCEANes vertes

Le 14 septembre 2022, Neoen S.A. a procédé à l'émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes pour un montant nominal de 300 millions d'euros.

Ces obligations ont été émises avec une dénomination de 100 000 euros chacune et portent intérêt à un taux annuel de 2,875% payable semestriellement à terme échu les 14 mars et 14 septembre de chaque année, et pour la première fois le 14 mars 2023.

Le prix de conversion / d'échange a été fixé à 51,4999 euros, correspondant à une prime de 35% par rapport au cours de référence de l'action de la Société. A moins qu'elles n'aient été converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, ces obligations seront remboursées au pair le 14 septembre 2027.

Conformément aux principes fixés par la norme IAS 32 « instruments financiers : présentation », cette émission a été traitée comme un instrument composé, la composante dette (obligation sans option de conversion) s'élevant, nette de frais, à environ 249,9 millions d'euros et la composante capitaux propres (option de conversion) à près de 47,4 millions d'euros, nette de frais (se référer aux notes 18 et 20.2). Le taux d'intérêt effectif de la composante dette s'élève à 7,00 %.

Cession de la centrale éolienne de Saint-Sauvant

Le 29 septembre, le Groupe a cédé à Sergies, partenaire historique dans le développement du projet, acteur local et énergéticien intégré, 95% de ses parts dans la centrale éolienne de Saint-Sauvant sur la base d'une valeur d'entreprise de 65,5 millions d'euros. D'une puissance de 20,6 MW et localisée dans le département de la Vienne, cette centrale est entrée en service au cours du premier semestre 2022. Neoen conserve une détention minoritaire, la supervision de la centrale pour les deux prochaines années, une présence locale à travers un contrat de *community management* et bénéficie d'une option de rachat lui permettant de prendre le contrôle de la société de projet dans 30 ans.

Cette opération réalisée dans le cadre de l'activité *farm-down* a généré un produit net de 16,4 millions d'euros comptabilisé en autres produits et charges opérationnels courants (se reporter à la note 9).

Situation de la centrale solaire de Metoro au Mozambique

A la suite d'une détérioration soudaine et importante à la fin du premier semestre 2022, du contexte sécuritaire à proximité du site de la centrale solaire en construction de Metoro au Mozambique, l'ensemble des équipes mobilisées localement avaient été évacuées, les forces armées mozambicaines avaient été déployées autour du site pour en assurer la protection, et les travaux de construction avaient été arrêtés pour une durée indéterminée. Depuis cette date, la situation sécuritaire ne s'est pas améliorée de manière notable rendant hypothétique toute perspective de relance du chantier.

Compte tenu du très fort degré d'incertitude entourant l'avenir du projet le Groupe a ainsi enregistré dans ses comptes au 31 décembre 2022 une perte de valeur d'un montant de (19,9) millions d'euros (se référer à la note 10 « éléments non courants de l'activité opérationnelle »).

Non-respect de covenants de certains financements de projets

Au 31 décembre 2022, un actif du Groupe en Australie ne respecte toujours pas, suite notamment à des problématiques opérationnelles, son ratio minimum de couverture du service de la dette, comme cela était déjà le cas au 31 décembre 2021. En conséquence, le Groupe a maintenu l'accélération dans ses comptes de la dette de financement de projet sans recours afférente, présentée en endettement financier courant, pour un montant de 128,7 millions de dollars australiens (soit 82,0 millions d'euros) au 31 décembre 2022. Le Groupe est parallèlement toujours en cours de négociation en vue d'une résolution de ce cas de défauts avec les établissements prêteurs, qui ont continué, au cours de l'année, à assurer le financement de cet actif.

Par ailleurs, outre l'absence d'accord en vue de la prononciation de la réception technique provisoire de la centrale mexicaine d'El Llano (PA – *Provisional Acceptance*), entraînant le maintien de certaines non-conformités documentaires au sens des contrats de financement, les difficultés opérationnelles rencontrées par celle-ci, au cours de l'année 2022, ont entraîné une situation de non-respect du ratio minimum du service de la dette de financement de projet sans recours. La part non courante de la dette financière afférente continue ainsi à être présentée en dettes courantes (pour 124,1 millions de dollars américains, soit 116,3 millions d'euros) dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2022. Le Groupe travaille activement à la résolution des difficultés opérationnelles avec le contractant EPC, préalable à la prononciation de la réception technique provisoire et à la sortie de la situation de défaut financier actuelle. Les établissements prêteurs continuent par ailleurs à apporter leur soutien au projet. A ce titre, la société a ainsi obtenu un waiver en date du 1er février 2023.

Les autres sociétés financées par des dettes projets et, mezzanines, ainsi que Neoen S.A., dans le cadre de son crédit syndiqué, respectaient en revanche leurs covenants de ratios financiers de *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) minimum, ou de fonds propres minimum.

Enfin, la situation de la centrale de Metoro constitue un cas de défaut technique au sens de la documentation de financement. La dette financière afférente à cette centrale est ainsi présentée en dettes courantes (pour 30,1 millions de dollars américains, soit 28,2 millions d'euros) dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2022.

Au total, 226,6 millions d'euros de dettes ont ainsi été accélérées dans les comptes consolidés annuels 2022.

Conflit russo-ukrainien

Neoen n'a pas d'activité et ne dispose d'aucun actif en Russie et en Ukraine.

Ainsi, le conflit en cours en Ukraine n'a à ce jour pas eu d'incidence significative directe sur le Groupe ni sur la continuité de son activité. Toutefois, en l'absence de visibilité sur la suite de ce conflit, Neoen considère que ses activités pourraient être affectées, à l'avenir, par les impacts potentiels de ce conflit sur l'économie mondiale, et notamment en matière de prix de l'électricité, de cours des matières premières utilisées pour les composants nécessaires à la construction d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable, ou encore de fonctionnement des chaînes logistiques.

NOTE 1.4 ESTIMATIONS ET JUGEMENTS

Pour établir les comptes du Groupe, et dans la mesure où des éléments inclus dans les états financiers ne peuvent être précisément évalués, la direction procède à des estimations, et recourt à l'exercice de jugements et hypothèses susceptibles d'avoir une incidence sur les montants d'actifs, passifs, produits et charges inclus dans les états financiers, ainsi que sur les informations communiquées dans les annexes. La direction exerce son jugement en prenant en compte l'expérience passée et les autres facteurs jugés pertinents au regard des conditions économiques, et revoit ses estimations et appréciations de manière régulière. Les hypothèses revêtant par nature un caractère incertain, les montants figurant dans les futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Les principaux sujets impactant de façon significative les états financiers et dépendant d'estimations et de jugements, au 31 décembre 2022, sont les suivants :

- la détermination de la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles (notes 12.1 « *goodwills* », 12.2 « immobilisations incorporelles » et 12.3 « immobilisations corporelles ») ;
- la durée d'amortissement des actifs de production (note 12.3 « immobilisations corporelles ») ;
- l'activation d'impôts différés, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels les pertes fiscales pourront être imputées (note 11 « impôts ») ;
- la détermination de la durée des contrats de location et du taux d'actualisation à appliquer aux loyers à payer, dans le cadre de l'application d'IFRS 16 « contrats de location » (note 12.3 « immobilisations corporelles ») ;
- l'activation des frais de développement (note 12.2 « immobilisations incorporelles ») ;
- l'évaluation des provisions pour démantèlement (note 19 « provisions ») ;
- l'évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie (note 20.4 « juste valeur des actifs et passifs financiers ») ;
- la détermination de la juste valeur des actions gratuites et des stock-options (note 7.1 « charges de personnel »).

NOTE 1.5 PRISE EN COMPTE DES ENJEUX CLIMATIQUES DANS L'ETABLISSEMENT DES ETATS FINANCIERS DU GROUPE

Neoen considère la prise en compte croissante des enjeux climatiques comme une opportunité, puisqu'elle favorise l'émergence de politiques nationales et internationales en faveur des énergies renouvelables. En effet, les activités de Neoen contribuent activement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, ce qui est souvent un objectif politique prioritaire annoncé par les gouvernements et les institutions internationales. Le développement, la construction, la détention et l'exploitation de parcs solaires, éoliens et de centrales de stockage, à travers le monde, permettent ainsi de contribuer à l'accélération du rythme de la transition énergétique. Neoen porte en conséquence une attention prioritaire, dans sa stratégie comme dans ses décisions financières, aux enjeux climatiques locaux et globaux.

Neoen a ainsi identifié, dans son processus de clôture des comptes les principaux risques associés à ces enjeux climatiques, afin d'évaluer leurs impacts potentiels sur les états financiers, en procédant notamment à :

- la revue de la durée d'utilité de certains actifs, qui pourraient être particulièrement exposés aux enjeux climatiques ;
- l'intégration dans les tests de dépréciation des actifs des impacts attendus sur les flux futurs, au regard notamment des exigences d'entretien et de maintenance ainsi que de couverture assurantielle ;
- l'évaluation des risques afin de déterminer le montant des provisions pour risques qui s'avèreraient nécessaires.

Les principaux risques identifiés résultent à la fois de la possible matérialisation d'un risque physique et d'un risque de transition lié à l'évolution des réglementations. Le risque physique porte sur la survenance d'événements climatiques extrêmes, dont l'intensité est susceptible d'augmenter, et qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les installations et les activités du Groupe.

A ce titre, bien que le risque associé à la survenance d'événements climatiques extrêmes soit d'un niveau modéré, le Groupe n'a pas observé d'incidence matérielle dans ses états financiers clos au 31 décembre 2022, ayant pu bénéficier :

- de la diversification géographique et technologique de son portefeuille de projets, étant précisé que les projets construits ont tous bénéficié, pendant leur phase de développement, d'une analyse de risques climatiques qui a écarté les sites les plus exposés ;
- de la construction des actifs selon des normes (sismiques, vent, inondation, etc.) robustes ;
- du suivi en temps réel des conditions climatiques dans les zones dans lesquelles opèrent les actifs du Groupe, permettant d'effectuer des prévisions de production d'électricité à partir d'études statistiques fondées sur l'historique des conditions météorologiques locales ;
- de la couverture assurantielle de ses actifs, au sein de laquelle les questions météorologiques occupent une place fondamentale. Celle-ci comprend aussi bien la couverture des actifs physiques (dommages aux biens) que celle des revenus escomptés des actifs (pertes d'exploitation) ou de la dette et des coûts opérationnels fixes, selon les cas, ainsi que des frais supplémentaires d'opération et maintenance pendant la réparation d'un sinistre. Cette couverture adaptée permet de protéger autant que possible le Groupe et ses actifs contre l'incertitude liée aux événements météorologiques extrêmes.

Neoen est également exposé aux enjeux réglementaires de son secteur (nature et ampleur des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables visant à accélérer la transition énergétique, contraintes en matière d'utilisation de matériels et matériaux bas carbone, ou encore obligations spécifiques de recyclages et de démantèlement). Le Groupe a exercé son jugement pour l'appréciation de l'impact de ces risques réglementaires sur les états financiers consolidés de l'exercice. Les évolutions réglementaires connues ou prévisibles à court terme et notamment les dispositifs de *Price Cap* mis en œuvre par les différents pays Européens, visant à limiter la capacité des producteurs d'énergie renouvelables à bénéficier, pour la partie non contractée de leur production, des prix de marché de l'électricité actuellement élevés sont intégrées dans les flux de trésorerie prévisionnels. Les évolutions réglementaires connues ou prévisibles à moyen terme sont quant à elles appréhendées au travers de tests de sensibilité. Compte tenu de l'impératif de poursuite de la décarbonation de la production électrique dans les différents pays où opère le Groupe, celui-ci considère que les évolutions réglementaires ne devraient pas avoir d'impact significatif sur la durée de vie de ses actifs.

La prise en compte des enjeux liés au changement climatique n'a ainsi pas eu d'impact matériel en 2022 sur les jugements exercés et les principales estimations nécessaires à l'établissement des états financiers.

NOTE 2. METHODE DE CONVERSION

Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en millions d'euros.

Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement.

La monnaie fonctionnelle de Neoen S.A. et de ses filiales situées dans la zone euro est l'euro. Pour les autres entités du Groupe, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale à l'exception de certains actifs et sociétés de développement, qui au regard des facteurs de détermination de monnaie fonctionnelle, ont pour monnaie fonctionnelle le dollar américain. Ceci concerne spécifiquement les actifs et sociétés de développement du Groupe au Mexique, en Argentine, en Jamaïque, au Mozambique et en Zambie.

Traduction des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction. À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

L'état de situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice.

Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens : ces cours moyens sont des valeurs approchées des cours en date de transaction en l'absence de fluctuation significative. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en « différences de conversion » au sein des autres éléments du résultat global.

Les *goodwills* et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité.

NOTE 3. COMPOSITION DU GROUPE

NOTE 3.1 PRINCIPES COMPTABLES

Méthodes de consolidation

Les filiales contrôlées au sens d'IFRS 10 « états financiers consolidés » sont intégrées globalement. Le Groupe contrôle une entité lorsqu'il est exposé ou qu'il détient un droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité, et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci. Le Groupe détient principalement des sociétés holding qui détiennent à leur tour, directement ou indirectement, des sociétés projets portant les centrales de production ou de stockage d'énergie.

Les modifications du pourcentage de détention du Groupe dans une filiale n'entraînant pas de perte du contrôle sont comptabilisées comme des transactions portant sur les capitaux propres.

Lorsque le Groupe perd le contrôle d'une filiale, il décomptabilise les actifs et passifs ainsi que toute participation ne conférant pas le contrôle et les autres éléments de capitaux propres relatifs à cette filiale. Le profit ou la perte éventuel(le) résultant de la perte de contrôle est comptabilisé(e) en résultat net. Tout intérêt conservé dans l'ancienne filiale est évalué à sa juste valeur à la date de perte de contrôle.

Toutes les transactions, produits et charges, et soldes bilantiels internes aux filiales sont éliminés en consolidation.

Conformément à la norme IFRS 11 « partenariats », un partenariat est une entreprise sur laquelle le Groupe et une ou plusieurs autres parties exercent un contrôle conjoint en vertu d'un accord contractuel. Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur un partenariat lorsque les décisions concernant les activités pertinentes du partenariat requièrent le consentement unanime du Groupe et des autres parties partageant le contrôle. Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Les entités associées sont des entités dans lesquelles le Groupe a une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle ou le contrôle conjoint.

Les intérêts du Groupe dans les entités associées et les coentreprises sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. Ils sont comptabilisés initialement au coût qui inclut le *goodwill* et les coûts de transaction. Après la comptabilisation initiale, les états financiers consolidés incluent la quote-part du Groupe dans le résultat et les autres éléments du résultat global des entités mises en équivalence, jusqu'à la date à laquelle l'influence notable ou le contrôle conjoint prennent fin.

La liste des principales filiales, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 3.2.

Regroupements d'entreprises

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 3 « regroupements d'entreprises », les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition lorsque l'ensemble des activités et des actifs repris répond à la définition d'une entreprise, dont le contrôle est transféré au Groupe.

Selon cette méthode, les actifs acquis, les passifs et les passifs éventuels assumés sont évalués à leur juste valeur sauf exception. Les *goodwill* correspondent à la différence entre la juste valeur de la contrepartie transférée lors du regroupement d'entreprises augmentée, le cas échéant, de la juste valeur de la quote-part antérieurement détenue et de la valeur des participations ne donnant pas le contrôle, et le montant des actifs identifiables acquis et des passifs et passifs éventuels assumés à la date d'acquisition. Ils sont déterminés de façon provisoire lors de l'acquisition et peuvent être révisés dans un délai de douze mois à compter de la date d'acquisition.

Pour chaque regroupement d'entreprises, le Groupe peut évaluer les participations ne conférant pas le contrôle soit à leur juste valeur soit sur la base de leur quote-part dans l'actif net identifiable de l'entreprise acquise évalué à la juste valeur à la date d'acquisition. Le Groupe définit au cas par cas l'option qu'il applique pour comptabiliser les participations ne conférant pas le contrôle.

En application de la norme IFRS 3 « regroupements d'entreprises » :

- les frais d'acquisition sont comptabilisés en autres produits et charges opérationnels non courants lorsqu'ils sont encourus ;
- les ajustements de prix d'acquisition conditionnels sont estimés initialement à leur juste valeur et inclus dans la contrepartie transférée. Passée la période d'évaluation de douze mois, les variations de valeur ultérieures des passifs afférents sont comptabilisées en compte de résultat.

Acquisition d'actifs hors du champ d'application d'IFRS 3

Pour déterminer si un ensemble d'activités et d'actifs donné constitue une entreprise (« *business* »), et donc s'il y a regroupement d'entreprise et non acquisition d'un groupe d'actifs isolés, le Groupe évalue si les éléments de l'entités acquises incluent au minimum un intrant (« *input* ») et un processus substantiel, qui ensemble contribuent de manière significative à générer des biens et services.

Pour les entités projet qui ne produisent pas encore d'*outputs*, il est considéré en général qu'il n'y a pas de processus substantiels acquis dans la mesure où il n'y a pas de reprise d'employés et pas encore de contrats relatifs à l'exploitation de l'actif sous-jacent.

Le Groupe a choisi de procéder à « un test de concentration » qui permet d'évaluer si un ensemble d'activités et d'actifs acquis ne constitue pas une entreprise. Le test est concluant si la quasi-totalité des justes valeurs des actifs bruts acquis est concentrée en un unique actif identifiable ou un groupe d'actifs identifiables similaires. Dans le cadre de l'acquisition d'entités projets le test remplit ces conditions.

Dans la mesure où les processus acquis ne peuvent pas être considérés comme substantiels et où le test de concentration est rempli, il est considéré en général que les entités projet au stade de développement ne répondent pas à la définition d'une entreprise. Leur acquisition est donc comptabilisée comme l'acquisition d'un groupe d'actifs isolés en dehors du champ d'application d'IFRS 3.

Si l'opération est traitée comme une acquisition d'actifs isolés alors le coût d'acquisition (incluant les frais d'acquisition) doit être alloué aux actifs et passifs individuels identifiables d'après leurs justes valeurs relatives à la date d'acquisition, i.e. aucun *goodwill* ni impôt différé n'est comptabilisé. Dans ce cadre, le Groupe a choisi d'appliquer l'approche suivante :

- évaluer les actifs et passifs évalués initialement autrement qu'au coût selon les dispositions d'évaluation initiales des normes applicables à ceux-ci ;
- déduire la valorisation de ces actifs et passifs du coût d'acquisition ;
- puis allouer le coût d'acquisition résiduel aux différents actifs et passifs au prorata de leur juste valeur.

Actifs et passifs destinés à être cédés

Conformément à IFRS 5 « actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées », les actifs non courants (et les groupes destinés à être cédés) classés comme détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Les actifs non courants et les groupes destinés à être cédés sont classés comme détenus en vue de la vente s'il est prévu que leur valeur comptable sera recouvrée par le biais d'une transaction de vente plutôt que par l'utilisation continue. Cette condition est remplie seulement lorsque la vente est hautement probable et que l'actif (ou le groupe destiné à être cédé) est disponible en vue de la vente immédiate dans son état actuel. La direction doit s'être engagée à l'égard de la vente, laquelle devrait répondre, dans l'année suivant son classement, aux critères de comptabilisation à titre de vente réalisée.

Lorsque le Groupe est engagé à l'égard d'un plan de cession impliquant la perte de contrôle d'une filiale, il doit classer tous les actifs et les passifs de cette filiale comme détenus en vue de la vente lorsque les critères établis ci-dessus sont remplis, que le Groupe conserve ou non une participation ne donnant pas le contrôle dans son ancienne filiale après la vente.

Lorsque le Groupe, notamment dans le cadre de son activité de *farm-down*, est engagé à l'égard d'un plan de vente impliquant la sortie d'une participation, ou d'une partie d'une participation, dans une entreprise associée, la participation ou la partie de la participation dans l'entreprise associée qui sera cédée est classée comme détenue en vue de la vente lorsque les critères susmentionnés sont remplis. Le Groupe cesse alors d'appliquer la méthode de la mise en équivalence pour cette partie qui est classée comme détenue en vue de la vente. Toute partie conservée d'une participation dans une entreprise associée qui n'a pas été classée comme détenue en vue de la vente continue d'être comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

NOTE 3.2 FILIALES ET ENTITES MISES EN EQUIVALENCE

Au 31 décembre 2022, le Groupe est composé de 362 sociétés consolidées (« méthode de l'intégration globale ») et de 5 sociétés comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Pour rappel, au 31 décembre 2021, le Groupe était composé de 340 sociétés consolidées (« méthode de l'intégration globale ») et de 4 sociétés comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

La liste des principales entités opérationnelles présentées ci-dessous, a notamment été déterminée à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, total actif ou dette.

Au cours de l'exercice 2022, les sociétés Neoen Jules GmbH et Neoen Mistral GmbH ont fait usage de la disposition dérogatoire de l'article 264, paragraphe 3, du Code de commerce allemand (HGB) en ce qui concerne l'établissement d'une annexe, du rapport de gestion et de la publication des comptes annuels.

Les filiales significatives du Groupe sont :

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pays	Pourcentage d'intérêt 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt 31/12/2021
Société mère	Neoen S.A.	France	Mère	Mère
Intégration globale	Altiplano Solar	Argentine	100%	100%
	La Puna Solar	Argentine	100%	100%
	Bulgana Windfarm	Australie	100%	100%
	Coleambally Solar	Australie	100%	100%
	Goyder Wind Farm 1 Pty Ltd	Australie	100%	100%
	Hornsedale Power Reserve	Australie	100%	100%
	HWF 1	Australie	70%	70%
	HWF 2	Australie	80%	80%
	HWF 3	Australie	80%	80%
	Kaban Wind Pty Ltd	Australie	100%	100%
	Numurkah Solar Farm	Australie	100%	100%
	Victoria Big Battery	Australie	100%	100%
	Western Downs Green Power Hub	Australie	100%	100%
	Hedet	Finlande	80%	80%
	Mutkalampi	Finlande	100%	100%
	Ylikkala Power Reserve One	Finlande	100%	100%
	Centrale Eolienne du Pays entre Madon et Moselle	France	100%	100%
	Neoen International	France	100%	100%
	Neoen Production 1	France	100%	100%
	Neoen Production 2	France	100%	100%
SPV AGS	Mexique	100%	100%	
Capella Solar	El Salvador	100%	100%	
Providencia Solar	El Salvador	100%	100%	

NOTE 3.3 EVOLUTION DU PERIMETRE

Dans le cadre de son développement, le Groupe est régulièrement amené à réaliser des créations de sociétés, et peut être amené à acquérir des entités en phase de développement relativement peu avancé ou offrant des perspectives de croissance ou de *repowering*. Par ailleurs et depuis l'exercice 2021, le Groupe procède de manière régulière mais sélective, à la cession totale ou d'une quote-part majoritaire de participations dans des entités détenant des projets ou actifs de son portefeuille sécurisé (*farm-down*).

Opération de *farm-down* – cession de titres de participations

Le 29 septembre, le Groupe a cédé 95% de ses parts dans la centrale éolienne de Saint-Sauvant. Cette opération a généré un produit net de 16,4 millions d'euros comptabilisé en autres produits et charges opérationnels courants (se reporter à la note 9).

Acquisitions de projets en développement

En 2022, les principales opérations ayant affecté le périmètre du Groupe sont des acquisitions de projets en phase de développement. Ces acquisitions de filiales ont été qualifiées d'acquisitions d'actifs isolés plutôt que de regroupements d'entreprises au sens de la norme IFRS 3 « regroupements d'entreprises ».

Les projets acquis et intégrés au périmètre de consolidation selon la méthode de l'intégration globale sont les suivants :

- acquisition à hauteur de 100% des titres de participation du projet solaire Fox Coulee au Canada ;
- acquisition à hauteur de 100% des titres de participation du projet solaire Cumandacobuendo en Equateur.

Par ailleurs, le Groupe a acquis 80,1% des titres de participation du projet éolien Lumivaara en Finlande (société consolidée selon la méthode de la mise en équivalence).

Le Groupe a alloué les prix d'acquisition aux différents actifs identifiables acquis et passifs repris, ce qui a conduit à comptabiliser des actifs incorporels pour 1,5 million d'euros et corporels pour 4,6 millions d'euros au cours de l'exercice 2022.

Rachat de participations ne donnant pas le contrôle

Le Groupe a acquis la participation des actionnaires minoritaires de l'entité française Zambia Sunlight One SAS, portant ainsi sa participation dans l'entité de 68,7% à 100%. En conséquence, l'entité zambienne Bangweulu Power Company Ltd, elle-même détenue par l'entité Zambia Sunlight One SAS, est désormais détenue à hauteur de 80,35% contre 58,75% auparavant. Cette opération n'a pas eu d'impact significatif sur les états financiers du Groupe.

Autres cessions et liquidations

Les entités Pedregal Solar et Nahualpa Solar (Salvador), ainsi qu'Atria Solar (Argentine), toutes détenues à 100%, ont été liquidées. Le Groupe a par ailleurs cédé 100% de sa participation dans l'entité Blue Mahoe Energy Company Ltd (Jamaïque). Ces opérations n'ont pas eu d'impact significatif sur les états financiers du Groupe.

NOTE 3.4 ACTIFS ET PASSIFS DESTINES A ETRE CEDES

Au 31 décembre 2022, les actifs et passifs destinés à être cédés présentés sur l'état de la situation financière consolidée correspondent uniquement à ceux de la centrale solaire de Cabrela au Portugal, dont le Groupe a engagé la cession, conclue au cours du mois de février 2023, dans le cadre de son activité de *farm-down* (se référer à la note 26).

Les principales catégories d'actifs et de passifs, classés en actifs et passifs destinés à la vente sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022
Actifs non courants	22,3
Actifs courants	0,6
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3,9
Actifs destinés à être cédés	26,8
Passifs non courants	25,7
Passifs courants	2,5
Passifs destinés à être cédés	28,2

NOTE 4. INFORMATION SECTORIELLE

Principe comptable

Selon IFRS 8, un secteur opérationnel est une composante d'une entreprise :

- qui s'engage dans des activités susceptibles de lui faire percevoir des produits et supporter des charges ;
- dont les résultats opérationnels sont régulièrement suivis par le principal décideur opérationnel ;
- pour laquelle des informations financières distinctes sont disponibles.

Conformément à la norme IFRS 8 « secteurs opérationnels », l'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne et du reporting utilisé par les membres du Comité de direction et du Conseil d'Administration, principaux décideurs opérationnels du Groupe.

Le Groupe a par ailleurs retenu la répartition suivante pour ses secteurs opérationnels :

- solaire : ce secteur correspond à l'activité de production d'énergie photovoltaïque ;
- éolien : ce secteur correspond à l'activité de production d'énergie éolienne ;
- stockage : ce secteur correspond à l'activité liée aux batteries indépendantes, directement connectées au réseau ;
- *farm-down* : ce secteur correspond à la cession totale ou d'une quote-part majoritaire de participations dans des entités détenant des projets ou actifs du portefeuille sécurisé du Groupe ;
- développement et investissements : ce secteur correspond principalement aux activités de développement et de financement.

Au titre des informations complémentaires, les principaux indicateurs financiers publiés sont détaillés par zones géographiques. Ces dernières sont définies ci-après :

- Australie : cette zone regroupe les activités de production en Australie ;
- Europe – Afrique : cette zone regroupe les activités de production dans les pays d'Europe et d'Afrique ;
- Amériques : cette zone regroupe les activités de production dans les pays d'Amérique du Nord, Amérique Centrale, Amérique du Sud et dans les Caraïbes.

EBITDA ajusté

L'EBITDA ajusté est utilisé dans l'évaluation de la performance car le Comité de direction et le Conseil d'administration jugent que cette information est la plus pertinente pour comprendre les résultats de chaque secteur par rapport à celle d'autres entités intervenant dans ces activités.

La notion d'EBITDA ajusté correspond au résultat opérationnel courant, qui inclut les produits nets de cessions d'actifs du portefeuille sécurisé résultant de l'activité de *farm-down*, retraité :

- des dotations aux amortissements opérationnels courants ;
- de la charge de personnel résultant de l'application de la norme IFRS 2 « paiement fondé sur des actions » ;
- et des variations de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie (se référer à la note 20.3) enregistrées en autres produits et charges opérationnels courants.

Le Groupe a en effet été amené à signer progressivement des contrats d'achat d'électricité de moyen et long terme avec des contreparties commerciales, dits « *Corporate Power Purchase Agreements* » (« CPPA »). Parmi ceux-ci, certains, mis en œuvre récemment, prévoient un règlement financier entre les parties et sont des instruments financiers dérivés au sens de la norme IFRS 9 « instruments financiers ». La variation de juste valeur de ces contrats, qui n'ont pas été qualifiés d'instruments de couverture, est comptabilisée en résultat opérationnel courant dans les états financiers du Groupe. Cette variation, associée à l'évolution des prix de marché de l'électricité, qui ont connu une volatilité exceptionnelle au cours de l'exercice 2022 dans les différentes géographies où opère le Groupe, a un caractère volatile et non maîtrisable, et est appelée à s'éteindre au moment de la livraison de la production physique sous-jacente. Le Groupe a donc décidé de retraiter la variation de juste valeur de ces instruments financiers dérivés énergie (qui est par ailleurs sans incidence en trésorerie) de l'EBITDA et de l'EBIT, indicateurs alternatifs de performance retenus dans son information sectorielle (se référer à la note 20.3).

La réconciliation entre le résultat opérationnel courant et l'EBITDA ajusté est la suivante :

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021
Résultat opérationnel courant	262,1	189,6
Amortissements opérationnels courants	151,0	107,6
Charge IFRS 2	3,8	3,2
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(2,8)	-
EBITDA ajusté	414,0	300,4

EBIT ajusté

La réconciliation entre le résultat opérationnel courant et l'EBIT ajusté est la suivante :

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021
Résultat opérationnel courant	262,1	189,6
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(2,8)	-
EBIT ajusté	259,3	189,6

Information sectorielle

Les résultats sectoriels de l'exercice 2022 et de l'exercice 2021 pour chacun des segments opérationnels du Groupe (solaire, éolien, stockage, *farm-down*, développement et investissements), y compris éliminations sont présentés ci-dessous.

Les informations relatives aux zones géographiques correspondent au chiffre d'affaires réalisés dans chacun des pays et aux actifs localisés dans ces mêmes pays.

En millions d'euros		Eolien	Solaire	Stockage	Farm-down ⁽²⁾	Développement & Investissements ⁽³⁾	Eliminations ⁽⁴⁾	Exercice 2022
AUSTRALIE	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	84,5	53,1	80,2				217,8
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	71,9	73,9	61,9				207,6
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	45,6	56,1	38,8				140,5
	Bilan							
Immobilisations corporelles et incorporelles	1 048,8	708,4	327,4					2 084,6
Tableau des flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	315,8	147,3	89,5				552,6
EUROPE-AFRIQUE	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	132,1	64,4	11,4	-			208,0
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	106,9	50,9	6,2	16,4			180,4
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	76,5	32,4	4,8	16,4			130,2
	Bilan							
Immobilisations corporelles et incorporelles	1 335,2	717,3	25,7					2 078,1
Tableau des flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	413,8	129,5	5,7	-			549,0
dont France	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	66,9	50,5	2,3	-			119,8
Bilan								
	Immobilisations corporelles et incorporelles	597,8	492,3	10,8				1 100,9
AMERIQUES	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires		76,6					76,6
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾		56,8					56,8
	EBIT ajusté ⁽¹⁾		30,0					30,0
	Bilan							
Immobilisations corporelles et incorporelles	7,1	819,4						826,5
Tableau des flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	0,3	29,9					30,2
TOTAL	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	216,6	194,1	91,6	-	82,3	(81,4)	503,2
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	178,6	181,6	68,1	16,4	(8,4)	(22,3)	414,0
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	122,0	118,6	43,6	16,4	(20,5)	(20,9)	259,3
	Bilan							
Immobilisations corporelles et incorporelles	2 391,1	2 245,0	353,1	-	30,5	(162,3)	4 857,4	
Tableau des flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	729,9	306,7	95,1	-	8,4	(28,9)	1 111,2

En millions d'euros		Eolien	Solaire	Stockage	Biomasse	Farm-down ⁽²⁾	Développement & Investissements ⁽³⁾	Eliminations ⁽⁴⁾	Exercice 2021
AUSTRALIE	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires	67,1	37,6	28,1					132,8
	EBITDA ⁽¹⁾	53,9	30,7	26,4					111,0
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	36,1	13,7	13,8					63,7
AUSTRALIE	Bilan								
	Immobilisations corporelles et incorporelles	822,5	602,3	310,5					1 735,3
AUSTRALIE	Tableau des flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	102,0	152,6	103,6					358,2
EUROPE-AFRIQUE	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires	68,1	60,8	6,3	-	-			135,2
	EBITDA ⁽¹⁾	51,1	49,3	3,8	-	50,0			154,2
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	21,6	30,2	2,5	-	50,0			104,3
EUROPE-AFRIQUE	Bilan								
	Immobilisations corporelles et incorporelles	943,6	595,0	20,4					1 559,0
EUROPE-AFRIQUE	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	262,6	113,0	3,8	-	-			379,4
dont FRANCE	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires	49,8	49,8	1,6		-			101,3
dont FRANCE	Bilan								
	Immobilisations corporelles et incorporelles	574,3	424,9	5,4					1 004,6
AMERIQUES	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires	-	63,9						63,9
	EBITDA ⁽¹⁾	-	57,3						57,3
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	-	38,1						38,1
AMERIQUES	Bilan								
	Immobilisations corporelles et incorporelles	3,5	759,9						763,4
AMERIQUES	Tableau des flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	-	53,2						53,2
TOTAL	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires	135,1	162,3	34,4		-	77,2	(75,5)	333,6
	EBITDA ⁽¹⁾	105,0	137,3	30,2		50,0	2,1	(24,2)	300,4
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	57,7	82,1	16,3		50,0	(7,6)	(8,9)	189,6
TOTAL	Bilan								
	Immobilisations corporelles et incorporelles	1 769,7	1 957,2	330,9		-	22,7	(133,6)	3 946,9
TOTAL	Tableau des flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	364,6	318,8	107,4		-	(1,7)	(34,7)	754,5

- 1) Les notions d'EBITDA ajusté et d'EBIT ajusté sont définies ci-dessus.
- 2) Le secteur d'activité farm-down a été mis en place à la suite de la décision du Groupe de procéder, de manière régulière mais sélective à compter de l'exercice 2021, à la cession totale ou d'une quote-part majoritaire de participations dans des entités détenant des projets ou actifs de son portefeuille sécurisé.
- 3) Le chiffre d'affaires de ce secteur est essentiellement réalisé au moyen des ventes de services effectuées par Neoen S.A. auprès des autres entités du groupe (éliminées en consolidation, à l'exception des montants facturés aux participations du Groupe qui ne sont pas consolidées) mais également à travers des ventes de services à des tiers.
- 4) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen S.A. à ses sociétés de projets au titre du développement, de la supervision et de la gestion administrative des actifs de production ainsi que l'activation des coûts de développement conformément à IAS 38 « immobilisations incorporelles ».

NOTE 5. VENTES

NOTE 5.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

Principes comptables

Le chiffre d'affaires est comptabilisé lorsque chaque obligation de performance est satisfaite, à savoir lorsque le contrôle du bien ou du service est transféré au client pour le montant que le Groupe s'attend à recevoir. Les produits des activités ordinaires figurent nets de rabais et de remises.

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement :

- de ventes d'électricité produite par les centrales éoliennes et photovoltaïques ;
- de ventes d'électricité et de services produits par les unités de stockage (service de régulation de fréquence, d'inertie ou de réserve de capacité et de déplacement d'énergie (*Load shifting*) ou arbitrage) ;
- de ventes de certificats verts proportionnels à la production, selon la réglementation applicable ;
- d'autres prestations de supervision et administratives.

Vente d'électricité et certificats verts

Le Groupe distingue les revenus sous contrats, majoritairement long terme, de ceux provenant des ventes à court terme sur le marché. L'énergie est vendue :

- soit conformément aux différents contrats dont les prix de vente sont définis par décret, dans le cadre d'appels d'offres, ou encore à l'issue de négociations bilatérales ;
- soit sur le marché.

Le chiffre d'affaires est reconnu en fonction des quantités produites et / ou injectées au cours de la période. Le chiffre d'affaires des ventes de certificats verts est reconnu lors de la livraison physique, i.e. à la date de transfert de propriété.

Ventilation du chiffre d'affaires

	Solaire	Eolien	Stockage	Autre	Exercice 2022	Solaire	Eolien	Stockage	Autre	Exercice 2021
<i>En millions d'euros</i>										
Electricité	138,9	134,4	-	-	273,3	118,4	80,0	(0,0)	-	198,4
Certificats verts	17,7	18,2	-	-	35,9	16,6	34,3	-	-	50,9
Ventes d'énergies sous contrat	156,5	152,7	-	-	309,2	135,0	114,3	(0,0)	-	249,3
Electricité	30,4	58,0	73,5	-	161,9	23,9	12,1	28,4	-	64,3
Certificats verts	6,0	3,7	-	0,0	9,7	2,4	7,9	-	-	10,3
Ventes d'énergies sur le marché	36,3	61,7	73,5	0,0	171,5	26,3	20,0	28,4	-	74,7
Prestations de services ⁽¹⁾	-	-	-	0,6	0,6	-	-	-	1,6	1,6
Autres prestations ⁽²⁾	1,2	2,3	18,1	0,3	21,9	0,9	0,9	6,0	0,1	8,0
Autres produits	1,2	2,3	18,1	0,9	22,5	0,9	0,9	6,0	1,7	9,6
Total chiffres d'affaires	194,1	216,6	91,6	0,9	503,2	162,3	135,1	34,4	1,7	333,6

1) Il s'agit principalement de prestations de gestion administrative, de supervision, ou encore de développement, pour des entités hors groupe.

2) Correspond principalement à des services fournis aux réseaux par les batteries australiennes.

NOTE 5.2 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

Principes comptables

Créances clients et comptes rattachés

Le Groupe vend majoritairement l'électricité qu'il produit dans le cadre de contrats sous obligations d'achat (dont les conditions sont précisées dans des décrets ou règlements d'appels d'offres) et de manière minoritaire, mais croissante, dans le cadre de contrats bilatéraux conclus avec des contreparties commerciales.

Les créances constatées en date de clôture correspondent essentiellement à des factures non échues de vente d'électricité et de certificats verts, dont l'évolution s'explique principalement par la croissance du nombre de centrales en opération. A cela s'ajoutent des indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certains actifs.

Compte tenu de la qualité des signataires des contrats de vente d'électricité, le Groupe considère que le risque de crédit lié aux créances clients est négligeable.

Dépréciations des créances clients et comptes rattachés

La norme IFRS 9 « Instruments financiers » exige de tenir compte du risque de crédit relatif aux actifs financiers sur la base du principe des « pertes attendues », ce qui implique de reconnaître des dépréciations sur des créances commerciales non encore échues.

Au 31 décembre 2022, le Groupe a effectué une revue, sur la base de la qualité et de la solvabilité des clients de son portefeuille de créances commerciales. Au regard de la nature de ses activités et de ses clients aucune « perte attendue » n'a été identifiée étant donnée la nature des créances en portefeuille.

Détail des créances clients et comptes rattachés

	31.12.2022	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>		
Valeur nette des Clients et comptes rattachés - en début de période	81,6	73,2
Variations liées à l'activité	25,9	6,9
Variation de périmètre	(1,7)	(1,1)
Reclassements et autres	(0,3)	0,0
Effet de la variation des taux de change	1,1	2,6
Valeur nette des Clients et comptes rattachés - en fin de période	106,6	81,6

Sur l'exercice 2022, les variations liées à l'activité correspondent essentiellement à l'impact des centrales mises en service dans l'année. Le bilan ne présentait aucune créance client échue significative au 31 décembre 2022 ainsi qu'au 31 décembre 2021.

NOTE 6. ACHATS ET STOCKS

NOTE 6.1 ACHATS DE MARCHANDISES ET VARIATION DE STOCKS

Les achats de marchandises et les variations de stocks au cours de l'exercice 2022 se composent principalement :

- d'achats pour (3,9) millions d'euros ;
- des variations de stocks de certificats verts générés par des centrales en Australie et au Mexique pour 1,7 million d'euros.

Ce poste comprenait sur l'exercice 2021 des achats pour (1,3) million d'euros, et des variations de stocks de certificats verts pour 3,8 millions d'euros.

NOTE 6.2 STOCKS

Principes comptables

Les stocks sont constitués principalement des certificats verts en Australie et au Mexique.

Les sociétés de projets australiennes opérant des centrales solaires et éoliennes génèrent, au rythme de leur production, des certificats verts (*Large-Scale Generation Certificates* - LGCs) qui, pour la part excédant les engagements prévus dans le cadre de leur contrat d'achat de long terme (*Power Purchase Agreement* - PPA) avec leurs contreparties, ont vocation à être vendus sur le marché. Dans un objectif de couverture du risque de prix visant à limiter son exposition à la volatilité du marché *spot*, le Groupe avait créé la société Neoen Energy Management Australia (NEMA) en 2020. Cette société acquiert ainsi chaque trimestre auprès des sociétés de projets (dès lors que leurs contrats de financement les y autorisent) les certificats verts excédant les engagements pris dans le cadre des PPA. D'autre part, elle procède conformément à une politique de risque soumise à approbation préalable des organes de direction à une couverture du risque de prix sur l'horizon de liquidité accessible, à travers la réalisation de ventes à terme auprès de contreparties externes, donnant lieu à livraison physique l'année suivant la production de ces certificats verts.

Par ailleurs, NEMA réalise également des ventes ponctuelles sur les marchés de gré à gré, portant sur des stocks de certificats verts acquis auprès des sociétés de projets australiennes, et n'ayant pas fait l'objet de contrats de ventes à terme.

Les certificats verts font l'objet d'une comptabilisation en stock, conformément aux principes fixés par la norme IAS 2 « stocks », et ce jusqu'à leur transfert physique auprès des contreparties externes l'année suivant leur production, ce qui déclenche la reconnaissance du produit associé en chiffre d'affaires. Ces certificats verts sont comptabilisés dans la rubrique « Achats de marchandises et variation de stocks » au compte de résultat et dans la rubrique « Stocks » au bilan.

Les certificats verts (*Clean Energy Certificates* - CELs) produits par la centrale d'El Llano au Mexique sont également comptabilisés dans la rubrique « Achats de marchandises et variation de stocks » au compte de résultat et dans la rubrique « Stocks » au bilan, et ce jusqu'à leur remise physique conformément aux obligations prévues dans le cadre de son PPA.

Détails des stocks

Les stocks s'élèvent à 10,6 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 8,7 millions d'euros au 31 décembre 2021. Ils incluent principalement des stocks de certificats verts en Australie et au Mexique.

NOTE 6.3 CHARGES EXTERNES

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Entretiens et réparations	(35,9)	(26,0)
Autres charges externes	(75,8)	(42,4)
Total charges externes	(111,7)	(68,3)

Les charges d'entretiens et de réparations correspondent essentiellement aux coûts de maintenance des centrales en exploitation.

Les autres charges externes comprennent principalement :

- des charges d'exploitation des centrales en opération (coûts de connexion aux réseaux, coûts associés à la gestion de la fréquence du réseau, assurances) ;
- des achats d'électricité par des installations de stockage dédiées ;
- des frais de structure (honoraires, consulting, sous-traitance, informatique, assurance) ;
- et des charges de développement non activées car ne répondant pas aux critères d'activation définis par la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles ».

La hausse des charges externes s'explique essentiellement par la croissance des activités du Groupe.

NOTE 6.4 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Fournisseurs	60,3	51,6
Fournisseurs d'immobilisations	182,1	288,7
Fournisseurs et comptes rattachés - en fin de période	242,4	340,4

Les fournisseurs d'immobilisations comprennent essentiellement des dettes relatives à la construction des centrales. La variation correspond principalement à une baisse de – 114,3 millions d'euros en Australie liée à l'avancement des chantiers, et – 20,1 millions d'euros en France, partiellement compensée par une augmentation de + 17,7 millions d'euros en Finlande et + 6,5 millions d'euros au Portugal.

NOTE 7. CHARGES ET AVANTAGES AU PERSONNEL

NOTE 7.1 CHARGES DE PERSONNEL

Principes comptables

Charges de personnel

Les charges de personnel allouées au développement des projets sont comptabilisées à l'actif lorsque les projets remplissent les critères d'activation requis par la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles ». Le Groupe considère que ces critères sont atteints au moment où un projet rentre dans le portefeuille de développement, c'est-à-dire lorsque les éléments contractuels et les études techniques indiquent que la faisabilité d'un projet est probable (le plus souvent à la phase *early stage*). Les autres charges de personnel figurent en charges au compte de résultat.

Avantages postérieurs à l'emploi

Les avantages au personnel comprennent des régimes à cotisations définies et des régimes à prestations définies.

Les régimes à cotisations définies désignent les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi en vertu desquels le Groupe n'a pas d'obligation au-delà du versement des cotisations à différents organismes sociaux.

Les cotisations à payer à un régime à cotisations définies sont comptabilisées en charges lorsque le service correspondant est rendu.

Les régimes à prestations définies désignent les régimes qui garantissent aux salariés des ressources complémentaires, notamment pour les indemnités de fin de carrière versées aux salariés. Cette garantie de ressources complémentaires constitue pour le Groupe une obligation pour laquelle un passif est calculé. Le calcul du passif s'effectue en estimant le montant des avantages que les employés auront accumulés en contrepartie des services rendus pendant l'exercice et les exercices précédents.

Charges de personnel

Sur l'exercice 2022, les charges de personnel s'élèvent à (23,6) millions d'euros contre (17,6) millions d'euros sur l'exercice 2021. L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'augmentation des effectifs du Groupe.

Compte tenu de l'âge moyen des effectifs du Groupe, il n'a pas été constaté de passif au titre des avantages du personnel à prestations définies, la provision n'étant pas matérielle en date de clôture.

NOTE 7.2 REMUNERATION DES DIRIGEANTS

Les dirigeants représentent les membres du comité exécutif du Groupe.

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Avantages du personnel à court terme	3,0	2,4
Paiements fondés sur des actions	3,1	2,3
Rémunérations des dirigeants	6,0	4,7

NOTE 7.3 PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 2 « paiements fondés sur des actions », la juste valeur des options et attributions gratuites d'actions est déterminée selon des méthodes adaptées à leurs caractéristiques. S'agissant de plans réglés en instruments de capitaux propres, la juste valeur est déterminée en date d'attribution.

Les options de souscription, sans condition de performance du cours de l'action, sont évaluées selon le modèle de *Black and Scholes*. La juste valeur à la date d'attribution des options de souscription d'actions est comptabilisée en charges sur la période d'acquisition des droits de l'option, en fonction de la probabilité d'exercice de ces options avant leur échéance, avec en contrepartie une augmentation des réserves consolidées.

Le montant comptabilisé en charges est ajusté pour refléter le nombre de droits pour lesquels il est estimé que les conditions de service et de performance hors marché seront remplies, de telle sorte que le montant comptabilisé in fine est basé sur le nombre réel de droits qui remplissent les conditions de service et les conditions de performance hors marché à la date d'acquisition.

Pour les droits à paiement fondé sur des actions assortis d'autres conditions, l'évaluation à la juste valeur à la date d'attribution reflète ces conditions et les écarts entre l'estimation et la réalisation ne donnent lieu à aucun ajustement ultérieur.

Concernant la juste valeur des plans d'actions gratuites, celle-ci est basée sur le cours de l'action en date d'attribution (pour les plans antérieurs à la cotation de la société, la juste valeur a été estimée sur la base de la dernière augmentation de capital), et tient compte des perspectives de versement de dividendes sur la période d'acquisition des droits. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des réserves consolidées.

À chaque clôture, le Groupe évalue la probabilité de perte, par les bénéficiaires, des droits aux options ou aux actions attribuées gratuitement avant la fin de la période d'acquisition. Le cas échéant, l'impact de la révision de ces estimations est constaté en résultat avec en contrepartie une variation des réserves consolidées.

Détail des plans de souscription d'actions

	Plan 2016	Plan 2018	Plan 2018	TOTAL
Date de l'AG	17/03/2014	29/05/2018	04/07/2018	
Date de la décision du Président	23/12/2016	30/05/2018	05/07/2018	
Nombre total d'actions pouvant être souscrites ou achetées	235 000	45 000	65 000	
Début de la période d'exercice des options	24/12/2019	31/05/2021	06/10/2020	
Date d'expiration de la période d'exercice	23/12/2021	30/05/2023	05/07/2023	
Prix de souscription ou d'achat	6,00 €	10,00 €	10,00 €	
Prix de souscription ou d'achat ajusté suite à l'augmentation de capital du 9 avril 2021 ⁽¹⁾	5,55 €	9,25 €	9,25 €	
Nombre d'options				
Existantes au 1er janvier 2021	63 166	40 000	35 000	138 166
Notifiées	-	-	-	-
Annulées	-	-	-	-
Exercées	66 339	16 215	4 000	86 554
Ajustement suite à l'augmentation de capital du 9 avril 2021 ⁽¹⁾	3 173	3 240	2 835	9 248
Existantes au 1er janvier 2022	-	27 025	33 835	60 860
Notifiées	-	-	-	-
Annulées	-	-	-	-
Exercées	-	11 215	23 025	34 240
Existantes au 31 décembre 2022	-	15 810	10 810	26 620

Pour évaluer la juste valeur de ces plans, le Groupe a utilisé le modèle de *Black & Scholes* avec les hypothèses suivantes :

- un taux de volatilité de 23% depuis le plan du 30 mai 2018 contre 18% auparavant (compte tenu de la volatilité des sociétés comparables) ;
- un taux d'intérêt sans risque correspondant à l'OAT 5 ans à la date d'attribution ;
- une maturité moyenne des plans d'un an au-delà de la période d'acquisition.

Détail des plans d'attribution d'actions gratuites

	Plan 2018	Plan 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	TOTAL
Date de l'AG	29/05/2018	02/10/2018	26/05/2020	26/05/2020	25/05/2021	
Date de la décision d'attribution du Président / Conseil d'administration	30/05/2018	10/07/2019	02/07/2020	10/03/2021	14/03/2022	
Nombre total d'actions attribuées gratuitement	107 500	297 000	140 000	272 302	164 046	
Date d'acquisition des actions	31/05/2021	11/07/2022	03/07/2023	11/03/2024	14/03/2025	
Date de fin de période de conservation	-	-	-	-	-	
Nombre d'actions attribuées gratuitement						
Existantes au 1er janvier 2021	105 000	292 000	140 000	-	-	537 000
Notifiées	-	-	-	272 302	-	272 302
Annulées	-	18 903	5 406	9 108	-	33 417
Attribuées définitivement	113 510	-	-	-	-	113 510
Ajustement suite à l'augmentation de capital du 9 avril 2021 ⁽¹⁾	8 510	22 348	11 354	22 058	-	64 270
Existantes au 1er janvier 2022	-	295 445	145 948	285 252	-	726 645
Notifiées	-	-	-	-	164 046	164 046
Annulées	-	2 703	30 657	5 946	-	39 306
Attribuées définitivement	-	292 742	-	-	-	292 742
Existantes au 31 décembre 2022	-	-	115 291	279 306	164 046	558 643

1) A la suite de l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, réalisée le 9 avril 2021, et conformément aux dispositions légales applicables et aux stipulations des plans d'actions attribuées gratuitement et des plans d'options de souscription d'actions, le Président-directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des droits des bénéficiaires d'actions gratuites et d'options de souscription d'actions (coefficient de 1,081).

Le plan d'attribution d'actions gratuites du 10 juillet 2019 est arrivé à échéance le 11 juillet 2022. Les 292 742 actions attribuées l'ont été via l'utilisation de 129 724 actions existantes et auto-détenues par Neoen S.A. et la création de 163 018 actions nouvelles avec pour incidence la comptabilisation en réserves de (4,9) millions d'euros.

La charge liée à l'attribution d'actions gratuites et d'options de souscription d'actions s'élève à (3,8) millions d'euros sur l'exercice 2022 contre (3,2) millions d'euros sur l'exercice 2021.

NOTE 8. IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES

Conformément à IFRIC 21, le Groupe comptabilise les taxes dès leur exigibilité d'un point de vue fiscal. La charge associée aux impôts, taxes et versements assimilés s'élève à (10,0) millions d'euros sur l'exercice 2022 contre (7,5) millions d'euros sur l'exercice 2021.

NOTE 9. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS COURANTS

Principes comptables

Les autres produits et charges opérationnels courants comprennent principalement :

- les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie non-qualifiés de couverture, au titre de contrats de vente d'électricité auprès de contreparties commerciales (*Corporate Power Purchase Agreements – CPPA*) conclus en vue de la couverture économique du risque associé à la variation des prix de l'électricité et relatifs à la production de certaines centrales ;
- les plus-values de cession des entités détenant des projets ou des actifs du portefeuille sécurisé, réalisées dans le cadre de l'activité de *farm-down*. Ces plus-values correspondent aux produits de cession diminués de la valeur comptable de l'actif net des entités cédées, et des frais de cession. En cas de complément de prix éventuel à recevoir en trésorerie dans le futur, celui-ci est comptabilisé dans ce même poste à sa juste valeur à la date de cession, puis réévalué à chaque clôture jusqu'à son paiement ou son extinction. Lorsque le Groupe conserve une quote-part minoritaire dans l'entité projet, la réévaluation à sa juste valeur de la quote-part conservée est également incluse dans ce poste ;
- des compensations contractuelles consécutives aux pertes de revenus résultant de retards dans la mise en service de certaines centrales, du fait des contractants chargés de leur construction, ainsi que des pénalités résultant de retards dans la mise en service de centrales ou dans le démarrage de contrats de vente d'électricité conclus par des centrales du Groupe.

Autres produits et charges opérationnels courants

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	2,8	-
<i>Farm-down</i>	16,4	50,0
Autres produits opérationnels courants	40,9	20,2
Autres charges opérationnelles courantes	(3,4)	(15,8)
Total autres produits et charges opérationnels courants	56,8	54,4

Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie, correspondent à des *Corporate Power Purchase Agreements* (« CPPA ») non-qualifiés de couverture, conclus en vue de la couverture économique du risque associé à la variation des prix de l'électricité en Finlande et en Australie, respectivement pour (42,9) millions d'euros et pour 45,7 millions d'euros.

Les produits de *farm-down* comptabilisés au cours de l'exercice 2022, correspondent à la cession de 95% de la centrale éolienne de Saint-Sauvant, pour un produit net de cession de 15,2 millions d'euros et 1,2 million d'euros de réévaluation de la quote-part de 5% conservée. En 2021, les produits de *farm-down* correspondaient principalement aux plus-values de cession des centrales solaires de Lugos (Gironde), Miremont (Haute-Garonne), Grabels (Hérault) et Lagarde (Vaucluse) ainsi que des projets éoliens Le Berger (Meuse) et Les Beaux Monts (Yonne) en France.

Les autres produits opérationnels courants comptabilisés au cours de l'exercice 2022 comprennent principalement des compensations contractuelles consécutives aux pertes de revenus résultant de retards dans la mise en service de certaines centrales, du fait des contractants chargés de leur construction à hauteur de 25,9 millions d'euros, et une exonération partielle de pénalités reconues historiquement au titre de contrats de vente d'électricité pour 12,1 millions d'euros.

NOTE 10. ELEMENTS NON COURANTS DE L'ACTIVITE OPERATIONNELLE

Principes comptables

Les autres produits et charges opérationnels non courants regroupent les opérations non courantes de montants significatifs qui, par leur nature ou leur caractère inhabituel, peuvent nuire à la lisibilité de la performance de l'activité opérationnelle courante du Groupe. Il peut s'agir :

- des plus ou moins-values de cession ;
- des dépréciations importantes et inhabituelles d'actifs non courants, corporels ou incorporels ;
- de certaines charges significatives liées à des opérations de restructuration ou transactions inhabituelles ;
- d'autres charges et produits opérationnels tels qu'une provision ou une pénalité relative à un litige d'une matérialité significative ;
- des frais d'acquisition liés aux variations de périmètre (se reporter aux notes 3.3 et 12.1).

Détail des éléments non courants de l'activité opérationnelle

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Frais de développement antérieurs	(4,0)	(8,1)
Résultat des cessions d'actifs	0,1	0,1
Autres produits et charges opérationnels non courants	(3,8)	(8,0)
Dépréciation des coûts de développement activés	(15,7)	(5,7)
Autres dépréciations d'actifs	(13,1)	(10,5)
Reprise de dépréciation des coûts de développement activés	1,6	5,8
Dépréciations d'actifs non courants	(27,3)	(10,4)

Les frais de développement immobilisés pour lesquels le Groupe, à la suite d'événements externes hors de son contrôle, considère que les critères d'activation prévus par la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles » ne sont plus respectés, sont comptabilisés en autres charges opérationnelles non courantes sur la période.

En 2022, les dépréciations des coûts de développement activés concernent principalement des pertes de valeurs relatives à la centrale de Metoro au Mozambique pour (8,8) millions d'euros (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »), et à un projet intégré en Australie, ayant perdu en compétitivité du fait de la réalisation d'un autre projet dans le même secteur géographique, pour (2,5) millions d'euros.

Les autres dépréciations d'actifs en 2022 correspondent pour (11,1) millions d'euros à la perte de valeur comptabilisée sur les actifs de la centrale de Metoro au Mozambique (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »). Les autres dépréciations d'actifs en 2021 correspondaient à une perte de valeur sur la centrale de Numurkah en Australie.

Les reprises de dépréciation des coûts de développement activés concernent les projets abandonnés par le Groupe.

NOTE 11. IMPOTS

Principes comptables

Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables. Les impôts exigibles et différés sont généralement comptabilisés en résultat, en autres éléments du résultat global ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

La charge (le produit) d'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture. L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour :

- les différences temporelles imposables générées par la comptabilisation initiale d'un goodwill ;
- les différences temporelles liées à la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- les différences temporelles liées à des participations dans des filiales, coentreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat, sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en autres éléments du résultat global, notamment au titre de la comptabilisation de juste valeur des instruments de couverture, ou en capitaux propres.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé est comptabilisé de façon systématique dans la limite du renversement des différences temporelles imposables. Au-delà, il n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfiques futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé. Le Groupe s'appuie, pour déterminer les conditions d'utilisation de ses actifs d'impôts différés, sur des plans d'affaires à long terme établis pour chacun de ses projets en exploitation et en construction, et revus dès l'apparition d'indices de perte de valeur et a minima annuellement.

Le Groupe n'a actuellement aucune incertitude fiscale significative dans le champ d'application d'IFRIC 23 « incertitude relative aux traitements fiscaux ».

Autres impôts et taxes

En France, la loi de finance 2010 a introduit une contribution économique territoriale en remplacement de la taxe professionnelle (CET). La CET intègre deux contributions : la cotisation foncière des entreprises (CFE) et la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE). Pour les exercices présentés, le Groupe a comptabilisé la CFE en résultat opérationnel courant dans le poste « Impôts, taxes et versements assimilés », et a considéré que l'assiette de la CVAE entrait dans le champ d'application de la norme IAS 12 « impôts sur le résultat ».

NOTE 11.1 IMPOTS SUR LES RESULTATS

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Résultat avant impôts	78,3	53,5
Impôts sur les résultats	(32,6)	(13,3)
<i>Impôts exigibles</i>	(22,6)	(14,6)
<i>Impôts différés</i>	(10,0)	1,4
Taux effectif d'impôt	41,6%	24,8%

La charge d'impôt s'élève à (32,6) millions d'euros en 2022 contre (13,3) millions d'euros en 2021, soit respectivement un taux effectif d'impôt de 41,6% contre 24,8%.

L'impôt exigible de (22,6) millions d'euros, contre (14,6) millions d'euros en 2021, est composé de :

- (16,2) millions d'euros d'impôt sur les sociétés en 2022 contre (11,3) millions d'euros en 2021. Cette hausse est principalement due :
 - o à l'augmentation de l'impôt exigible en Australie, résultant notamment de la hausse du résultat imposable de la batterie Hornsdale Power Reserve et de la centrale solaire de Western Downs ;
 - o à l'augmentation de l'impôt sur les autres géographies, notamment en France du fait de la consommation intégrale de stocks de déficits ordinaires sur certaines centrales ;
- (5,5) millions d'euros de retenues à la source en 2022, utilisées en crédits d'impôts à hauteur de 4,8 millions d'euros, contre (2,5) millions d'euros en 2021, utilisées en crédits d'impôts à hauteur de 1,7 million d'euros ;
- (0,9) million d'euros de cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) en 2022, stable par rapport à 2021.

La différence entre la charge d'impôt effective et la charge d'impôt théorique s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Résultat avant impôts	78,3	53,5
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,0%	26,5%
Charge théorique d'impôt	(19,6)	(14,2)
Différences de taux d'imposition	(4,6)	(0,5)
Effets des changements de taux	-	1,9
Différences permanentes	(6,9)	4,9
Impôts sans bases	(2,3)	(1,6)
Variations d'actifs d'impôts sur déficits reportables	0,3	0,4
Déficits fiscaux générés sur la période non activés	(2,0)	(2,2)
Imputations de déficits antérieurs non activés	2,6	-
Autres	(0,2)	(2,0)
Charge réelle d'impôt	(32,6)	(13,3)

La différence de 13,0 millions d'euros entre la charge d'impôt théorique de (19,6) millions d'euros et la charge réelle d'impôt de (32,6) millions d'euros en 2022 s'explique principalement par :

- des différences entre le taux d'imposition de la société mère et le taux d'imposition des filiales étrangères pour (4,6) millions d'euros ;
- des différences permanentes pour (6,9) millions d'euros. Elles intègrent essentiellement :
 - o l'impact des opérations de *farm-down* (1,4 million d'euros) correspondant à la plus-value de cession consolidée de la centrale Saint-Sauvant ;
 - o l'effet des charges encourues au titre de l'application de la norme IFRS 2 « paiements en actions » pour (1,6) million d'euros ;
 - o l'incidence de la perte de valeur de la centrale solaire Metoro au Mozambique pour (5,8) millions d'euros ;
 - o l'incidence de produits ne donnant pas lieu à une charge d'impôt dans plusieurs géographies pour un total de 1,8 million d'euros ;
- des impôts sans bases pour (2,3) million d'euros qui correspondent principalement à la CVAE et à des retenues à la source non utilisables en tant que crédit d'impôt ;
- des perspectives de bénéfices et des limitations temporelles dans l'utilisation des déficits fiscaux sur certaines géographies, qui ont amené le Groupe à déprécier ou ne pas reconnaître d'actifs d'impôts différés au titre de certaines pertes fiscales, pour un montant net (1,8) million d'euros ;
- l'utilisation de déficits antérieurement non reconnus pour 2,6 millions d'euros, principalement au Mexique.

En 2021, la différence de (0,9) million d'euros entre la charge d'impôt théorique de (14,2) millions d'euros et la charge réelle d'impôt de (13,3) millions d'euros s'expliquait principalement par :

- l'effet du changement de taux d'imposition en Argentine (passage de 25% à 35%) affectant positivement les bases d'impôts différés sur déficits reportables activés (1,9 million d'euros) ;
- des différences permanentes pour 4,9 millions d'euros. Elles intégraient essentiellement :

- l'impact des opérations de *farm-down* (10,0 millions d'euros) réalisées en France, et relevant de l'application du régime des plus-values long terme ;
- l'effet des charges encourues au titre de l'application de la norme IFRS 2 « paiements en actions » pour (0,6) million d'euros ;
- l'incidence de charges ne donnant pas lieu à économies d'impôt dans plusieurs géographies pour un total de (3,4) millions d'euros ;
- des impôts sans bases pour (1,6) million d'euros qui correspondaient principalement à la CVAE pour (0,6) million d'euros, ainsi qu'à des retenues à la source pour (0,8) million d'euros ;
- des perspectives de bénéfices et des limitations temporelles dans l'utilisation des déficits fiscaux sur certaines géographies, qui avaient amené le Groupe à déprécier ou ne pas reconnaître d'actifs d'impôts différés au titre de certaines pertes fiscales, pour (1,8) million d'euros ;
- d'autres impacts incluant essentiellement les conséquences des règles fiscales en vigueur en Argentine en matière d'hyperinflation.

NOTE 11.2 IMPOTS DIFFERES

Les impôts différés actifs et passifs inscrits au bilan ont pour origine les éléments suivants :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Amortissements dérogatoires	(170,6)	(155,0)
Instruments financiers	(81,0)	5,3
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	112,3	128,2
Autres éléments	2,1	(5,9)
Impôts différés nets	(137,2)	(27,4)
<i>Impôts différés actif</i>	<i>56,8</i>	<i>58,3</i>
<i>Impôts différés passif</i>	<i>194,0</i>	<i>85,7</i>

La variation des stocks d'impôts différés sur amortissements dérogatoires provient essentiellement, pour les centrales en exploitation, de la différence entre la durée d'amortissement fiscale et la durée d'amortissement comptable de certaines immobilisations.

L'augmentation du stock d'impôt différé passif sur les instruments financiers provient principalement de la variation positive de juste valeur des instruments financiers dérivés de taux enregistrée en autres éléments du résultat global, conséquence de l'impact de la hausse significative des taux d'intérêts *forward* sur la période, dans l'ensemble des zones géographiques où opère le Groupe.

La variation des impôts différés sur déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés de (15,9) millions d'euros s'explique essentiellement par :

- la reconnaissance de nouveaux impôts différés pour 12,3 millions d'euros, majoritairement en Australie ;
- des consommations de déficits pour (28,2) millions d'euros dont principalement en Australie pour (22,9) millions d'euros, en France pour (2,4) millions d'euros et en Zambie pour (1,3) million d'euros).

Le montant des stocks de déficits ordinaires non reconnus au 31 décembre 2022 s'élève à 4,3 millions d'euros, correspondant à un stock d'impôt différé de 0,7 million d'euros.

La variation des impôts différés s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Impôts différés actifs	Impôts différés passifs	Total
Impôts différés nets - en début de période	58,3	85,7	(27,4)
Comptabilisés en résultat net	42,9	52,9	(10,0)
Comptabilisés en autres éléments du résultat global	12,7	105,6	(92,8)
Comptabilisés directement en capitaux propres ⁽¹⁾	-	9,6	(9,6)
Effet des variations de périmètre	(0,1)	(2,8)	2,7
Compensation des impôts différés	(57,0)	(57,0)	0,0
Impôts différés nets - en fin de période	56,8	194,0	(137,2)

1) La variation de 9,6 millions d'euros d'impôts différés passifs comptabilisés directement en capitaux propres correspond à la constatation des impôts différés sur la composante capitaux propres des OCEANes vertes émises en 2022 pour + 11,9 millions d'euros, partiellement compensée par l'extinction des impôts différés relatifs à la composante capitaux propres des OCEANes émises en 2019 et converties en 2022 pour - 2,2 millions d'euros.

NOTE 12. GOODWILL, IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

NOTE 12.1 GOODWILL

Principes comptables

Goodwill

Se reporter à la note 3.1 – Principes comptables

Dépréciation

Se reporter aux principes comptables de la note 13 – Dépréciation des *goodwills* et des immobilisations.

Le *goodwill* présenté est lié à l'acquisition en 2019 de centrales éoliennes irlandaises en exploitation. Ce dernier a fait l'objet d'un test de valeur au 31 décembre 2022 qui n'a pas mis en évidence de perte de valeur.

NOTE 12.2 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Principes comptables

Les principales immobilisations incorporelles comptabilisées par le Groupe concernent les dépenses liées au développement des projets. L'activation des dépenses liées au développement des projets est réalisée en conformité avec la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles ». Les coûts directs et indirects, externes ou internes, de développement sont immobilisés à partir du moment où les critères d'activation sont remplis. Ces critères d'activation sont les suivants :

- la faisabilité technique du projet ;
- l'intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de la mettre en service ou de la vendre ;
- la capacité à mettre en service l'immobilisation incorporelle ;
- la probabilité de générer des avantages économiques futurs ;
- la disponibilité des ressources techniques et financières pour achever le développement du projet ;
- la capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation au cours de son développement.

Le Groupe considère que ces critères sont remplis au moment où un projet rentre dans le portefeuille de développement, c'est-à-dire lorsque les éléments contractuels et les études techniques indiquent que la faisabilité d'un projet est probable (le plus souvent à la phase *early stage*). Lorsque les conditions pour la comptabilisation d'une immobilisation générée en interne ne sont pas remplies, les dépenses liées au développement de projets sont comptabilisées en charges durant l'exercice au cours duquel elles sont encourues. Les dépenses rattachées à ces projets cessent d'être capitalisées à la mise en service industrielle. Dès lors que le Groupe estime que la probabilité de succès s'amoindrit à la suite de facteurs externes à caractère inhabituel, les dépenses liées au développement sont dépréciées et comptabilisées en « Dépréciation d'actifs non courants ». Lors de l'abandon d'un projet, les dépenses de développement liées à ce projet sont enregistrées en charges au sein des « Autres produits et charges opérationnels non courants » (se reporter à la note 10).

Le Groupe distingue les frais de développement « Etudes » et « Opération » en fonction de l'état d'avancement du projet à la clôture. Le terme « Opération » regroupe les phases de construction et d'exploitation des centrales. A partir de la mise en service de la centrale, l'amortissement est calculé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent. Les autres immobilisations incorporelles sont amorties linéairement en fonction de leur durée de vie estimée.

Les principales catégories d'immobilisations incorporelles et leur durée d'amortissement retenue par le Groupe sont les suivantes :

- logiciels : 1 à 3 ans ;
- frais de développement : 6 à 30 ans, en ligne avec la durée d'utilité estimée des centrales de production d'énergies et des installations de stockage.

Variation des immobilisations incorporelles

	Frais de développement immobilisés - Opération	Frais de développement immobilisés - Etudes ⁽⁴⁾	Autres immobilisations incorporelles ⁽⁶⁾	Total
<i>En millions d'euros</i>				
Au 31 décembre 2021	114,2	68,4	109,4	292,0
Acquisitions ⁽¹⁾	8,2	35,9	0,4	44,5
Diminutions ⁽²⁾	(0,6)	(4,0)	-	(4,5)
Variation de périmètre ⁽³⁾	-	-	1,5	1,5
Effet de la variation des taux de change	0,4	(0,2)	0,9	1,1
Reclassements et autres	9,2	(5,0)	(6,2)	(2,0)
Au 31 décembre 2022	131,4	95,1	106,0	332,5
Au 31 décembre 2021	(11,8)	(3,8)	(7,0)	(22,7)
Dotation aux amortissements	(2,7)	0,0	(2,6)	(5,3)
Dépréciation pour perte de valeur ⁽⁶⁾	(8,8)	(6,9)	-	(15,7)
Reprise sur provision pour perte de valeur	0,0	1,6	-	1,6
Effet de la variation des taux de change	0,0	0,1	0,0	0,1
Reclassements et autres	0,0	(0,0)	0,0	0,0
Au 31 décembre 2022	(23,3)	(9,1)	(9,5)	(42,0)
Au 31 décembre 2021	102,4	64,5	102,4	269,3
Au 31 décembre 2022	108,1	85,9	96,5	290,5

- 1) Au cours de l'exercice 2022, le Groupe a activé des charges directement imputables au développement de projets pour un montant de 44,5 millions d'euros. Ces investissements concernent principalement des projets localisés en Australie, en France, en Finlande, en Irlande, au Portugal, en Suède, en Equateur, au Mexique, en Italie et au Canada.
- 2) Les diminutions concernent les mises au rebut de la période.
- 3) Les variations de périmètre du poste « Autres immobilisations incorporelles » comprennent les écarts d'évaluation relatifs aux entités acquises au cours de la période.
- 4) Au 31 décembre 2022, le poste « Frais de développement immobilisés – Etudes » s'élève à 85,9 millions d'euros en valeur nette, et comprend 11,3 millions d'euros de dépenses activées relatives aux projets dont le tarif est sécurisé.
- 5) Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées d'actifs relatifs à des projets en développement, ayant été acquis auprès de tiers.
- 6) Les coûts de développement de la centrale de Metoro au Mozambique ont été intégralement dépréciés à hauteur de 8,8 millions (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice », paragraphe « Situation de la centrale solaire de Metoro au Mozambique »). Les autres dépréciations concernent principalement des projets en Australie, en France et au Mexique.

NOTE 12.3 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Principes comptables

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont enregistrées à leur coût d'acquisition en conformité avec la norme IAS 16 « immobilisations corporelles ». Les immobilisations acquises au travers de regroupements d'entreprises sont évaluées à leur juste valeur. Le coût d'une immobilisation corporelle comprend, le cas échéant, l'estimation des coûts relatifs au démantèlement et à la remise en état du site sur lequel elle est située, à raison de l'obligation que le Groupe encourt.

Les coûts des emprunts servant à financer les actifs qualifiés (centrales) jusqu'à la mise en service sont incorporés dans le coût d'entrée des immobilisations.

L'amortissement, calculé dès la date de mise en service de l'immobilisation, est comptabilisé en charge sur la durée d'utilité estimée, selon le mode linéaire et sur les bases suivantes :

- centrales de production d'énergie : 30 ans ;
- centrales de stockage d'énergie : 10 à 20 ans ;
- agencements et installations : 3 à 10 ans ;
- matériel et mobilier de bureau, informatique : 3 à 4 ans.

Les modes d'amortissement, les durées d'utilité et les valeurs résiduelles sont revus à chaque date de clôture et ajustés si nécessaire.

Les actifs de production en cours correspondent essentiellement aux centrales en cours de construction.

Méthodes comptables appliquées aux contrats de location

Le Groupe loue des terrains pour ses installations de production d'électricité et des espaces de bureaux pour ses activités administratives.

Les contrats de location de terrains couvrent généralement une période de 18 à 99 ans incluant pour certains une option de renouvellement à la main du Groupe. Les durées retenues par le Groupe incluent les périodes de renouvellement dans la mesure où le Groupe estime qu'il est raisonnablement certain que les clauses de renouvellement seront exercées (compte tenu du caractère stratégique des emplacements considérés).

La durée des contrats de location de bureaux est comprise entre 1 et 10 ans.

Au début d'un contrat, le Groupe évalue si un contrat est, ou contient, un contrat de location. Le contrat est ou contient un contrat de location si le contrat confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour une période de temps en échange d'une contrepartie. Pour évaluer si un contrat donne le droit de contrôler un actif identifié tout au long de la durée d'utilisation du bien, le Groupe évalue si :

- le contrat implique l'utilisation d'un actif identifié – ceci peut être spécifié de façon explicite ou implicite, et doit être physiquement distinct ou représenter substantiellement la capacité d'un actif physiquement distinct. Si le fournisseur possède un droit substantiel de substitution, alors l'actif n'est pas identifié ;
- le Groupe a le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques de l'utilisation de l'actif tout au long de la période d'utilisation ;
- le Groupe a le droit de décider de l'utilisation de l'actif. Le Groupe a ce droit lorsqu'il dispose des droits de décision les plus pertinents pour déterminer comment et dans quel but est utilisé l'actif. Dans de rares cas, lorsque la décision sur la manière et l'objectif dont l'actif est utilisé est prédéterminée, le Groupe a le droit de diriger l'utilisation de l'actif si :
 - le Groupe a le droit d'exploiter l'actif, ou
 - le Groupe a conçu le bien d'une manière qui prédétermine comment et à quelles fins il sera utilisé.

Au moment de la création ou de la réévaluation d'un contrat qui contient une composante de location, le Groupe a choisi de ne pas séparer les éléments non liés au contrat de location et de comptabiliser le contrat de location comme une composante locative unique.

Le Groupe comptabilise un actif au titre du droit d'utilisation et une dette locative au début du bail :

- l'actif au titre du droit d'utilisation est initialement évalué au coût, lequel comprend le montant initial de la dette locative ajusté des paiements de location effectués à la date de mise en service ou avant la date de mise en service, et additionné de tous les coûts directs marginaux encourus, déduction faite des primes incitatives de location reçues ;
- l'actif lié aux droits d'utilisation est ensuite amorti selon la méthode linéaire à partir de la date d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à la date de fin du contrat. En outre, la valeur de l'actif lié aux droits d'utilisation est ajustée pour tenir compte de certaines réévaluations de la dette locative et le cas échéant, diminuée en cas de pertes de valeur, conformément à IAS 36 « dépréciation d'actifs » ;
- la dette locative est initialement évaluée à la valeur actuelle des paiements de location qui n'ont pas encore été effectués, actualisés en utilisant le taux marginal d'emprunt du preneur (taux d'intérêt que le preneur aurait à payer pour emprunter, pour une durée et avec une garantie similaire, les fonds nécessaires pour se procurer un bien de valeur similaire à l'actif au titre du droit d'utilisation dans un environnement économique similaire).

Les paiements de location inclus dans l'évaluation de la dette locative comprennent les éléments suivants :

- les paiements fixes, y compris les paiements fixes en substance ;
- les paiements locatifs variables qui dépendent d'un indice ou d'un taux, initialement évalués à l'aide de l'indice ou du taux à la date d'entrée en vigueur ;
- les loyers dans une période de renouvellement facultative si le Groupe est raisonnablement certain d'exercer une option de prolongation.

La dette locative est réévaluée en cas de variation des loyers futurs résultant d'un changement d'indice ou de taux ou si le Groupe modifie son évaluation quant à l'opportunité d'exercer une option de prolongation ou de résiliation.

Lorsque la dette locative est réévaluée, un ajustement est apporté à la valeur comptable de l'actif lié aux droits d'utilisation ou est comptabilisé en résultat si le montant de l'actif lié aux droits d'utilisation a été réduit à zéro.

Contrats de location à court terme et contrats de location d'actifs à faible valeur

Le Groupe a choisi de ne pas comptabiliser les actifs liés au droit d'utilisation et les dettes locatives pour les contrats à court terme dont le bail a une durée inférieure ou égale à 12 mois et les locations d'actifs de faible valeur. Le Groupe comptabilise les loyers liés à ces contrats de location en charges.

Dépréciation des actifs reconnus au titre du droit d'utilisation

Se reporter aux principes comptables de la note 12.2.

Variation des immobilisations corporelles

	Actifs de production	Actifs de production en-cours	Droits d'utilisation sur actifs loués ⁽⁵⁾	Autres immobilisations corporelles	Total
<i>En millions d'euros</i>					
Au 31 décembre 2021	3 215,5	709,6	223,6	30,3	4 179,0
Acquisitions ⁽¹⁾	(0,0)	955,8	-	8,3	964,1
Cessions	-	(1,1)	(1,5)	(0,4)	(3,1)
Variations de périmètre ⁽²⁾	(27,1)	3,5	(1,8)	4,6	(20,7)
Effet de la variation des taux de change	39,7	(12,3)	0,4	0,8	28,6
Reclassements et autres ⁽³⁾	593,0	(575,5)	50,4	0,1	68,1
Au 31 décembre 2022	3 821,2	1 080,1	271,2	43,7	5 216,2
Au 31 décembre 2021	(484,7)	(1,0)	(13,2)	(2,6)	(501,5)
Dotation aux amortissements	(136,3)	(0,0)	(8,4)	(0,9)	(145,6)
Dépréciation pour perte de valeur ⁽⁴⁾	-	(13,0)	-	(0,1)	(13,1)
Cessions	-	0,0	1,0	0,4	1,4
Variations de périmètre ⁽²⁾	0,5	-	0,1	-	0,6
Effet de la variation des taux de change	(0,7)	0,1	(0,0)	(0,0)	(0,6)
Reclassements et autres	9,3	0,0	0,3	(0,0)	9,6
Au 31 décembre 2022	(612,0)	(13,8)	(20,2)	(3,2)	(649,2)
Au 31 décembre 2021	2 730,8	708,6	210,5	27,7	3 677,6
Au 31 décembre 2022	3 209,2	1 066,2	250,9	40,5	4 566,9

- Les acquisitions de la période correspondent aux centrales en construction ou en pré-construction, et notamment :
 - en Australie : 419,6 millions d'euros dont principalement les centrales de Kaban (143,1 millions d'euros), de Western Downs (127,6 millions d'euros), de Goyder (110,2 millions d'euros), et de Capital Battery (35,5 millions d'euros) ;
 - en Europe - Afrique : 511,8 millions d'euros dont principalement les centrales éoliennes Mutkalampi (285,8 millions d'euros) et Björkliden (19,7 millions d'euros) en Finlande, des centrales éoliennes et solaires en France (respectivement 31,1 millions d'euros et 59,7 millions d'euros), deux centrales solaires au Portugal (38,6 millions d'euros), trois centrales solaires en Irlande (21,8 millions d'euros) et la centrale de Storen en Suède (34,8 millions d'euros) ;
 - dans la zone Amériques : 32,5 millions d'euros dont principalement la centrale solaire d'Itzoteno (15,8 millions d'euros) au Mexique, et les centrales de stockage Providencia et Capella au Salvador (6,4 millions d'euros).
- Les variations de périmètre correspondent :
 - au farm-down de Saint-Sauvant en France pour (26,7) millions d'euros sur les actifs nets de production et pour (1,7) millions d'euros nets sur les droits d'utilisation ;
 - à l'acquisition d'un projet en développement au Canada pour 3,7 millions d'euros et d'un terrain en Equateur pour 4,6 millions d'euros.
- Les reclassements et autres sur les actifs de production incluent principalement 21,7 millions d'euros liés aux actifs de démantèlement des centrales nouvellement mises en service, 17,5 millions d'euros liés à la réévaluation des provisions pour démantèlement (se référer à la note 19), et le reclassement de (17,0) millions d'euros des actifs nets de production de la centrale solaire Cabrela au Portugal selon les principes de la norme IFRS 5 « actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » (se référer à la note 3.4). Les reclassements et autres sur les droits d'utilisation (50,4 millions d'euros) correspondent essentiellement aux nouveaux baux entrés en immobilisations selon la norme IFRS 16 « contrats de location », ainsi qu'aux prolongations ou indexations de baux en cours.
- Au cours de l'exercice 2022, une perte de valeur de (11,1) millions d'euros a été comptabilisée sur les actifs de la centrale de Metoro au Mozambique, compte tenu du contexte sécuritaire précaire et du fort degré d'incertitude concernant le devenir du projet (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »).
- Il s'agit essentiellement de droits d'utilisation sur des terrains (pour les centrales en construction et en exploitation), pour un montant de 234,5 millions d'euros, ainsi que de droits d'utilisation relatifs à des bureaux, pour un montant de 16,5 millions d'euros.

NOTE 13. DEPRECIATION DES GOODWILLS ET DES IMMOBILISATIONS

Principes comptables

Conformément à IAS 36 « dépréciation d'actifs », le Groupe examine à la fin de chaque période de présentation de l'information financière s'il existe un indice de perte de valeur sur les actifs incorporels et corporels. S'il existe de tels indices, le Groupe effectue un test de dépréciation afin d'évaluer si la valeur nette comptable de l'actif est supérieure à sa valeur recouvrable, définie comme la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de sortie et la valeur d'utilité.

De plus, pour les actifs incorporels à durée d'utilité indéterminée (*goodwill*) et les immobilisations en cours, un test de dépréciation est effectué annuellement, qu'il y ait un indice de perte de valeur ou non.

La plupart des actifs immobilisés du bilan sont relatifs aux actifs de production (centrales en développement, en construction ou en opération). Ces actifs, qui ont une durée d'utilité déterminée, font l'objet de tests de dépréciation dès lors que des indicateurs de perte de valeur se manifestent.

Dans le cadre de l'activité du Groupe, seuls les projets ayant une rentabilité suffisante à l'origine sont construits et opérés. Dans la mesure où, sans incident de production, les ressources générées par le projet sont prévisibles, à l'exception de celles qui sont associées aux volumes d'électricité vendus sur les marchés *spot*, le risque de ne pas générer le niveau de flux de trésorerie attendu est relativement faible.

L'évaluation de la valeur d'utilité d'un actif s'effectue par actualisation des flux futurs de trésorerie générés par l'actif. Les actifs qui ne génèrent pas de flux de trésorerie largement indépendants sont regroupés avec d'autres actifs de manière à former des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT). Le Groupe a retenu comme UGT chaque projet.

Les données utilisées pour mettre en œuvre les tests par la méthode des flux de trésorerie actualisés sont issues des *business plans* du projet couvrant la durée des contrats de vente d'électricité, et une période de vente sur les marchés courant de la fin des contrats de vente jusqu'à la date de fin de durée d'utilité des actifs sous-jacents. Les hypothèses sous-jacentes sont systématiquement mises à jour à la date du test.

Dépréciation des actifs

Au cours de l'exercice 2022, le Groupe a constaté un indice de perte de valeur sur la totalité des coûts de développement et sur une partie des actifs corporels de la centrale solaire de Metoro au Mozambique, pour respectivement (8,8) millions d'euros et (11,1) millions d'euros (se référer à la note 1.3). La perte de valeur est comptabilisée en résultat opérationnel non courant (se référer à la note 10).

Au cours de l'exercice 2021, le Groupe avait constaté un écart de performance opérationnelle et financière par rapport au plan d'affaire initial pour ses actifs solaires australiens, dans un contexte de révision à la baisse, par les principaux acteurs de marché, des prévisions long terme des prix de l'électricité captés par les actifs solaires en Australie. Les tests de perte de valeur avaient conduit à comptabiliser sur la centrale de Numurkah une dépréciation d'un montant de (16,4) millions de dollars australiens, soit (10,4) millions d'euros, en résultat opérationnel non courant. Au 31 décembre 2022, un nouveau test portant sur la valorisation de ces actifs a été réalisé. Les résultats font apparaître que la perte de valeur comptabilisée en 2021 reste identique. Le Groupe n'a donc pas constaté de dépréciations complémentaires.

Une variation de + 1% du coût des fonds propres aurait un impact de (5,7) millions de dollars australiens sur la valorisation de la centrale de Numurkah, soit (3,8) millions d'euros.

Au cours de l'exercice 2020, les actifs corporels des centrales en Argentine avaient fait l'objet d'un test de dépréciation suite à des indices de perte de valeur identifiés notamment du fait de retards dans le remboursement de créances de TVA. Une perte de valeur avait ainsi été comptabilisée pour (15,3) millions de dollars américains, soit (13,4) millions d'euros dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2020. Le test a été actualisé en 2022, en retenant un coût des fonds propres de 13% et aucune perte de valeur complémentaire n'a été constatée.

Une variation de + 1% du coût des fonds propres entraînerait une dépréciation complémentaire de (6,6) millions de dollars américains, soit (6,2) millions d'euros.

Il n'existe aucun autre indice de perte de valeur nécessitant la mise en œuvre de tests de dépréciation complémentaires sur les actifs corporels au bilan du Groupe en date de publication de ses comptes consolidés.

NOTE 14. PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET COENTREPRISES

La variation des participations dans les entreprises associées et coentreprises s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Participations dans les entreprises associées et coentreprises - début de période	16,6	7,3
Dividendes versés	(0,7)	(1,1)
Variation de périmètre	7,2	9,8
Quote-part de résultat dans les entreprises associées	0,5	0,3
Variation de juste valeur	0,8	0,2
Participations dans les entreprises associées et coentreprises - fin de période	24,4	16,6

Les participations dans les entreprises associées correspondent aux participations du Groupe dans la société Seixal au Portugal, et dans les sociétés Storbotet Vind AB (participation acquise en 2021) et Pk Lumivaara Oy (participation acquise en 2022) en Finlande.

NOTE 15. AUTRES ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS

Principes comptables

Les autres actifs financiers non courants sont constitués par des dépôts de garantie liés aux contrats de financement, des dépôts à terme, des prêts et des titres non consolidés.

Les autres actifs financiers non courants sont classés et évalués comme suit :

- les dépôts de garantie et les dépôts à terme sont comptabilisés au coût amorti ;
- les titres non consolidés sont comptabilisés à la juste valeur conformément à la norme IFRS 9 « instruments financiers ».

Autres actifs financiers non courants

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Dépôts de garantie	79,0	67,2
Titres non consolidés	5,0	3,8
Prêts à plus d'un an	15,9	12,1
Autres actifs financiers non courants	99,9	83,0

Les dépôts de garantie correspondent principalement :

- aux comptes de réserve de financements mis en place dans le cadre des financements de projets relatifs aux actifs de production (*Debt Service Reserve Account* ou DSRA) ;
- aux dépôts constitués dans le cadre de réponses à des appels d'offres.

Les titres non consolidés correspondent aux participations minoritaires dans les groupements solaire Cestas et, suite aux opérations de *farm-down* de 2021 et 2022, dans les centrales éoliennes Le Berger, Les Beaux Monts et Saint-Sauvant.

NOTE 16. AUTRES ACTIFS COURANTS

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Créances fiscales et sociales	65,8	63,8
Charges constatées d'avance	9,8	8,2
Fournisseurs débiteurs et autres débiteurs	32,3	43,2
Autres actifs courants	108,0	115,3

Les créances fiscales et sociales se composent essentiellement de crédits de TVA en attente de récupération associés à la construction de centrales de production d'électricité.

Les fournisseurs débiteurs et autres débiteurs comprennent essentiellement les acomptes versés à des fournisseurs dans le cadre de la construction de centrales.

NOTE 17. TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

Principes comptables

La trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme liquides, convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7 « état des flux de trésorerie ».

Les découverts sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Disponibilités	582,2	524,6
Placements à court terme	40,6	67,9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	622,8	592,6

La trésorerie et équivalents de trésorerie au 31 décembre 2022 s'établit à 622,8 millions d'euros contre 592,6 millions d'euros au 31 décembre 2021, soit une variation de + 30,3 millions d'euros, et correspond principalement aux disponibilités et équivalents de trésorerie :

- détenues par Neoen S.A. pour 246,9 millions d'euros, dont l'évolution sur l'exercice 2022 de – 32,7 millions d'euros s'explique principalement par :
 - o l'émission de nouvelles obligations convertibles (OCEANES vertes 2022) à échéance 2027 pour + 300,0 millions d'euros ;
 - o des dividendes reçus et des remboursements de comptes courants par les sociétés de projets pour + 46,8 millions d'euros ;
 - o des investissements sous forme d'apports en fonds propres et en comptes courants dans les nouveaux projets et les actifs en construction pour – 390,3 millions d'euros, notamment en Australie, en France, au Portugal, en Suède, au Canada et en Finlande ;
 - o le financement des activités de développement et des coûts de structure pour – 87,1 millions d'euros ;
 - o le paiement par les sociétés projets de prestations de développement pour + 97,3 millions d'euros notamment en France et en Finlande ;
- localisées dans les sociétés projets et holdings associées pour 376,0 millions d'euros, dont la variation sur l'exercice 2022 de + 63,0 millions d'euros résulte :
 - o pour les actifs en construction, de tirages de dettes seniors et d'apports en fonds propres venant financer la construction des centrales ; et,

- pour les actifs en exploitation et holdings de financement, des flux de trésorerie générés par l'activité, ayant notamment vocation à assurer le remboursement des financements de projets et la rémunération des apports effectués par les actionnaires.

Au 31 décembre 2022, la trésorerie des actifs en exploitation comprend 90,3 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur (se référer à la note 20.2).

Les placements à court terme correspondent principalement à des comptes à termes souscrits par Neoen S.A. pour 35,5 millions d'euros.

Le rapprochement entre le montant de trésorerie et équivalents de trésorerie apparaissant au bilan et le montant de trésorerie nette figurant dans le tableau de flux de trésorerie s'établit de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie	622,8	592,6
Découverts bancaires	(0,2)	(0,1)
Trésorerie nette du tableau de flux de trésorerie	622,7	592,5

NOTE 18. CAPITAUX PROPRES ET DETAIL DES INSTRUMENTS DILUTIFS

Politique de gestion du capital

Le groupe Neoen gère son capital dans le cadre d'une politique financière prudente et rigoureuse, qui repose, depuis la création de la Société, sur un souci d'optimisation constant de sa structure financière, lui permettant de financer son développement, conformément à ses objectifs de croissance de capacité installée et de taux de rentabilité interne (TRI). Celle-ci s'inscrit dans une perspective de diversification, à la fois géographique et technologique, mais aussi de son exposition au risque de change. Au-delà du respect des covenants et des engagements financiers pris dans le cadre de ses financements de projets, très majoritairement sans recours sur la société mère du Groupe, et ses financements corporate, le groupe Neoen suit ainsi de manière plus particulière, dans une perspective de gestion de sa structure de capital, les ratios de dette nette sur EBITDA ajusté et de levier financier sur capital investi, sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit corporate ou mise en place pour le financement de ses projets.

Cette politique de gestion du capital vise ainsi à lui permettre de continuer à investir dans des projets générateurs de valeur, et de maximiser de ce fait la création de valeur pour ses actionnaires, dont son actionnaire de contrôle depuis plus de 10 ans, Impala SAS. Le groupe Neoen est ainsi susceptible de procéder à des ajustements réguliers de cette politique, au regard notamment de l'évolution des conditions économiques et d'accès aux marchés de la dette et des capitaux, et dans ce cadre, d'émettre de nouvelles actions, de procéder au rachat d'actions propres, ou d'autoriser des plans de paiement fondés sur des actions.

Le groupe Neoen n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum, excepté les exigences légales.

Capitaux propres

Les mouvements affectant les capitaux propres du Groupe au cours des exercices 2021 et 2022 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés.

Capital social

Au cours de la période des augmentations du capital social ont été réalisées du fait de :

- l'exercice de 34 240 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 9,25 euros ;
- la création de 32 450 actions dans le cadre d'une augmentation de capital réservée aux salariés ;
- la création de 252 486 actions pour la fraction payée en actions du dividende au titre de l'exercice 2021 (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice ») ;
- la création de 163 018 actions dans le cadre d'un plan d'action gratuites arrivé à échéance le 11 juillet ;
- la création de 7 130 619 actions dans le cadre de la conversion des OCEANES émises le 7 octobre 2019 (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »).

Ces opérations d'un montant total de 209,2 millions d'euros, dont 15,2 millions d'euros de capital social et 194,0 millions d'euros de prime d'émission, ont porté le capital social à 229,3 millions d'euros et la prime d'émission à 1 247,4 millions d'euros.

Actions propres

Au 31 décembre 2022, Neoen S.A. détient directement ou indirectement 146 347 actions propres, issues de programmes de rachat d'actions en vue de leur attribution et d'un contrat de liquidité, représentant 3,2 millions d'euros en date de clôture.

Dividendes

L'Assemblée Générale des actionnaires du 25 mai 2022 a approuvé la mise en distribution d'un dividende de 0,10 euro par action avec option pour le paiement du dividende en actions nouvelles. Cette option s'est traduite par la souscription de 252 486 actions nouvelles, soit un taux de réinvestissement d'environ 80% et le versement de 2,1 millions d'euros de dividende en numéraire (se référer à la note 1.3 « évènements de l'exercice »).

Participations ne donnant pas le contrôle

En millions d'euros	Nom de l'entité	Pays d'activité	Pourcentage d'intérêt non contrôlé		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	
			31.12.2022	31.12.2021	Exercice 2022	31.12.2022	Exercice 2021	31.12.2021
	HWF 1 & Holdco	Australie	30,0%	30,0%	0,7	6,2	0,3	2,1
	HWF 2 & Holdco	Australie	20,0%	20,0%	0,5	4,4	0,4	2,1
	HWF 3 & Holdco	Australie	20,0%	20,0%	0,6	5,8	0,2	3,0
	Hedet	Finlande	19,9%	19,9%	(0,1)	(0,2)	(0,0)	(1,0)
	Hexagone	France	40,0%	40,0%	(0,0)	3,6	(0,0)	3,7
	EREC	Jamaïque	50,0%	50,0%	(0,4)	(1,6)	(1,1)	(1,1)
	Metoro	Mozambique	25,0%	25,0%	(0,6)	(0,4)	(0,1)	0,2
	Aura Power - Rio Maior SA	Portugal	51,0%	51,0%	(0,3)	0,5	(0,1)	(0,1)
	Bosona	Suède	49,0%	49,0%	(0,0)	0,5	(0,0)	0,6
	Bangweulu Power Company	Zambie	19,7%	41,2%	0,2	1,8	(0,2)	0,1
	Autres				(0,2)	(0,2)	(0,1)	(0,3)
	Participations ne conférant pas le contrôle				0,5	20,5	(0,8)	9,2

Le résultat global, l'actif net et le tableau des flux de trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2022 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	HWF 1 & Holdco	HWF 2 & Holdco	HWF 3 & Holdco	Hedet	Björkliden Vindpark Ab	EREC	Aura Power - Rio Maior SA	Metoro	Bangweulu Power Company	Autres
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires	22,4	18,1	19,7	8,1	-	6,9	-	0,2	4,8	0,1
Résultat net	2,5	2,6	3,0	(0,5)	(0,4)	(0,8)	(0,5)	(2,6)	1,0	(0,3)
- dont part du groupe	1,7	2,1	2,4	(0,4)	(0,3)	(0,4)	(0,2)	(1,9)	0,8	(0,2)
- dont participations ne donnant pas le contrôle	0,7	0,5	0,6	(0,1)	(0,1)	(0,4)	(0,3)	(0,6)	0,2	(0,1)
Résultat global	4,7	2,8	3,2	0,7	(0,1)	(0,5)	0,7	(0,6)	0,8	(0,2)
Etat de la situation financière										
Actifs courants	5,6	4,4	6,2	2,9	17,1	3,9	0,4	8,4	3,3	2,1
Actifs non courants	131,0	122,0	131,8	91,7	24,7	54,0	45,5	21,8	43,4	9,1
Passifs courants	8,5	7,1	7,6	37,8	31,5	12,9	32,7	43,6	11,7	4,2
Passifs non courants	129,1	114,4	127,2	58,4	10,8	48,5	12,1	2,8	32,8	3,2
Actif net	(0,9)	4,8	3,0	(1,5)	(0,5)	(3,5)	1,1	(16,3)	2,2	3,8
Données relatives à la variation de trésorerie										
Flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles	14,3	13,5	16,0	4,0	26,6	3,7	27,9	0,4	2,1	1,4
Flux net de trésorerie généré par les activités d'investissement	(0,8)	(0,6)	(0,6)	0,0	(19,7)	(0,3)	(27,9)	(6,3)	(0,2)	(2,1)
Flux net de trésorerie généré par les activités de financement	(15,1)	(13,7)	(14,8)	(4,7)	6,9	(4,5)	(0,0)	0,3	(3,4)	1,8
- dont dividendes payés	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incidence de la variation des taux de change	0,0	(0,0)	(0,1)	-	-	0,2	-	0,7	0,2	0,0
Variation nette de la trésorerie des activités poursuivies	(1,6)	(0,8)	0,6	(0,6)	13,7	(0,9)	0,0	(4,9)	(1,2)	1,1
Trésorerie nette à l'ouverture	2,5	1,6	1,7	1,5	0,3	3,4	0,2	10,5	3,2	0,6
Trésorerie nette à la clôture	0,9	0,8	2,3	0,9	14,0	2,5	0,2	5,6	2,0	1,7

Le résultat global, l'actif net et le tableau des flux de trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2021 s'analyse comme suit :

	HWF 1 & Holdco	HWF 2 & Holdco	HWF 3 & Holdco	Hedet	EREC	Metoro	Bangweulu Power Company	Autres
<i>En millions d'euros</i>								
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	19,0	15,3	16,4	7,9	6,2	-	4,5	0,0
Résultat net	1,1	1,8	0,9	(0,2)	(2,2)	(0,4)	(0,5)	(0,5)
- dont part du groupe	0,8	1,4	0,7	(0,2)	(1,1)	(0,3)	(0,3)	(0,4)
- dont participations ne donnant pas le contrôle	0,3	0,4	0,2	(0,0)	(1,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)
Résultat global	2,5	1,9	1,7	0,2	(1,1)	(0,1)	0,3	0,1
Etat de la situation financière								
Actifs courants	4,4	3,1	3,3	3,3	5,5	13,8	4,4	1,4
Actifs non courants	118,2	110,3	119,4	91,5	51,9	28,2	40,5	16,6
Passifs courants	9,5	7,9	8,6	38,0	12,9	42,9	12,1	13,3
Passifs non courants	128,9	114,0	126,6	61,9	47,2	1,8	34,3	1,7
Actif net	(15,8)	(8,5)	(12,5)	(5,1)	(2,6)	(2,8)	(1,5)	2,9
Données relatives à la variation de trésorerie								
Flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles	17,4	15,1	17,4	3,1	3,3	(1,4)	1,4	2,0
Flux net de trésorerie généré par les activités d'investissement	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(2,9)	(0,4)	(17,3)	(0,0)	(3,3)
Flux net de trésorerie généré par les activités de financement	(17,3)	(15,4)	(16,6)	(5,2)	(3,9)	22,4	(3,2)	0,6
dont dividendes payés	(0,6)	-	-	-	-	-	-	-
Incidence de la variation des taux de change	0,1	0,1	0,1	-	0,3	0,7	0,3	0,0
Variation nette de la trésorerie des activités poursuivies	0,1	(0,2)	0,8	(4,9)	(0,7)	4,4	(1,5)	(0,7)
Trésorerie nette à l'ouverture	2,4	1,8	0,9	6,4	4,1	6,0	4,7	1,8
Trésorerie nette à la clôture	2,5	1,6	1,7	1,5	3,4	10,5	3,2	1,1

Instruments dilutifs

Principes comptables

Le résultat de base par action et le résultat dilué par action sont calculés conformément à la norme IAS 33 « résultat par action ».

Résultat de base par action : le résultat de la période (part du Groupe) est rapporté au nombre moyen pondéré d'actions en circulation après déduction des actions propres détenues.

Résultat dilué par action : le résultat de la période (part du Groupe) ainsi que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation après déduction des actions propres détenues, pris en compte pour le calcul du résultat de base par action, sont ajustés des effets de tous les instruments potentiellement dilutifs. Les options d'achat et les actions gratuites ont un effet dilutif dès lors que leur prix d'exercice est inférieur au prix du marché.

(En nombre d'actions)		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2020
Avant prise en compte des instruments dilutifs					
	nombre d'actions	114 669 498	107 056 685	107 056 685	85 550 712
	nombre d'actions auto-détenues	146 347	204 510	204 510	10 639
	nombre d'actions hors auto-détenues	114 523 151	106 852 175	106 852 175	85 540 073
Nombre moyen d'actions sur la période avant dilution ⁽¹⁾		110 687 663		96 196 124	
Nombre moyen d'actions ajustées ⁽³⁾		110 687 663		103 136 139	
Instruments dilutifs (2)	Actions Gratuites	558 643	726 645	726 645	537 000
	Stock-options	26 620	60 860	60 860	138 166
	OCEANE 2019	-	7 126 283	7 126 283	6 629 101
	OCEANE 2020	3 966 664	3 955 626	3 955 626	3 679 653
	OCEANE 2022	5 825 253			
	TOTAL	10 377 180	11 869 414	11 869 414	10 983 920
Après prise en compte des instruments dilutifs					
	nombre d'actions	125 046 678	118 926 099	118 926 099	96 534 632
	nombre d'actions auto-détenues	146 347	204 510	204 510	10 639
	nombre d'actions hors auto-détenues	124 900 331	118 721 589	118 721 589	96 523 993
Nombre moyen d'actions sur la période après dilution ⁽¹⁾		121 810 960		107 622 791	
Nombre moyen d'actions ajustées ⁽³⁾		121 810 960		115 022 621	

1) Nombre moyen d'actions sur l'exercice hors actions auto-détenues et avant prise en compte des facteurs d'ajustement décrits en note (2) ci-après.

2) A la suite de l'augmentation de capital du 9 avril 2021 avec maintien du droit préférentiel de souscription et conformément aux dispositions légales applicables et aux stipulations des plans d'actions attribués gratuitement et plans d'options de souscription d'actions et des termes et conditions des OCEANES émises par Neoen S.A. le 7 octobre 2019 (les « OCEANES 2019 ») et le 2 juin 2020 (les « OCEANES vertes 2020 »), le Président-directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des droits des bénéficiaires d'actions gratuites, d'options de souscription d'actions (coefficient de 1,081) et des OCEANES 2019 et des OCEANES vertes 2020 (coefficient de 1,075).

A la suite de la distribution d'un premier dividende au cours du premier semestre 2022 et conformément aux dispositions légales applicables et aux stipulations des termes et conditions des OCEANES et OCEANES vertes 2020, le Président-directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des OCEANES 2019 et des OCEANES vertes 2020 (coefficient de 1,078).

Les OCEANES 2019 ont fait l'objet au cours de l'année 2022 d'une conversion dans leur très grande majorité, et pour la fraction résiduelle d'un remboursement (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »).

3) Conformément à la norme IAS 33 « résultat par action », le nombre d'actions ordinaires (utilisé pour le calcul du résultat par action de base et dilué) de toutes les périodes précédant l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription réalisée le 9 avril 2021 est corrigé d'un facteur d'ajustement, traduisant l'effet de l'augmentation de capital et s'élevant à 1,075.

NOTE 19. PROVISIONS

Principes comptables

Provisions

Des provisions sont constituées, lorsqu'à la date de clôture, le Groupe a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentative d'avantages économiques dont le montant peut être estimé de manière fiable.

Le montant comptabilisé en provisions est évalué en application de la norme IAS 37 « provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » sur la base de l'estimation la plus probable de la dépense nécessaire pour éteindre l'obligation actuelle à la date de clôture. Lorsque l'effet de la valeur temps est significatif, le montant de la provision comptabilisée correspond à la valeur actualisée des dépenses attendues jugées nécessaires pour éteindre l'obligation correspondante. L'augmentation des provisions enregistrée pour refléter l'écoulement du temps et relative à l'actualisation est comptabilisée en charges financières.

Litiges et passifs éventuels

Le Groupe exerce son jugement au cas par cas dans l'évaluation des risques encourus et constitue une provision dès lors qu'il s'attend à une sortie probable de ressource. Dans le cas où aucune estimation fiable ne peut être faite, car jugée sans fondement ou trop peu étayée, il existe une obligation potentielle ou actuelle qui ne peut pas être comptabilisée (passif éventuel).

Provisions pour démantèlement

Lorsqu'une obligation légale ou contractuelle de démanteler une centrale existe, une provision pour démantèlement est constatée en contrepartie de l'actif afférent. Les provisions pour démantèlement font l'objet d'une estimation régulière, sur la base de devis de prestataires externes. En cas de changement significatif de l'estimation, la variation de la provision est ajoutée ou déduite du coût de l'actif lié. Dans le cas d'un ajout au coût d'un actif, le Groupe examine si celui-ci est une indication que la nouvelle valeur comptable de l'actif peut ne pas être entièrement recouvrable. S'il existe une telle indication, un test de dépréciation est effectué. Si une diminution de la provision excède la valeur comptable de l'actif, l'excédent est comptabilisé en résultat net. Une fois que l'actif correspondant a atteint la fin de sa durée d'utilité, toutes les variations ultérieures du passif sont comptabilisées en résultat net au fur et à mesure qu'elles se produisent.

Provisions courantes et non courantes

Les principaux mouvements ayant affecté les provisions au cours de l'année 2022 se présentent comme suit :

	Provisions non courantes			Provisions courantes			Total
	Provisions pour démantèlement	Autres provisions	Total	Provisions pour démantèlement	Autres provisions	Total	
<i>En millions d'euros</i>							
Au 31 décembre 2021	75,4	0,4	75,8	0,3	0,0	0,3	76,1
Constituées sur la période	21,7	-	21,7	-	-	-	21,7
Effet de l'actualisation des taux ⁽¹⁾	17,5	-	17,5	-	-	-	17,5
Désactualisation	2,0	-	2,0	-	-	-	2,0
Variations de périmètre	(1,1)	(0,0)	(1,1)	-	-	-	(1,1)
Effet de la variation des taux de change	0,2	-	0,2	(0,0)	-	(0,0)	0,2
Reclassements et autres	(0,7)	-	(0,7)	0,7	-	0,7	(0,0)
Au 31 décembre 2022	115,0	0,4	115,3	1,0	0,0	1,0	116,3

- 1) Dans le contexte actuel d'augmentation significative des taux d'intérêt et de l'inflation depuis le début de l'exercice, le Groupe a revu les paramètres de calcul de ses provisions pour démantèlement au 31 décembre 2022. Ces modifications ont été comptabilisées conformément à IFRIC 1 « variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires », et ont entraîné une augmentation des provisions pour démantèlement pour un montant de 17,5 millions d'euros, en contrepartie du coût des actifs liés.

NOTE 20. FINANCEMENT ET INSTRUMENTS FINANCIERS

NOTE 20.1 RESULTAT FINANCIER

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Charges d'intérêts sur emprunt	(113,9)	(77,2)
Charges financières sur instruments dérivés	(14,9)	(23,9)
Charges d'intérêts sur obligations locatives	(6,8)	(5,4)
Coût de l'endettement financier	(135,6)	(106,5)
Produits et charges d'intérêts sur prêts d'actionnaires	(1,0)	(0,8)
Gains et pertes de change	(6,9)	(4,3)
Autres produits et charges financiers	(9,2)	(6,1)
Total autres produits et charges financiers	(17,1)	(11,2)
Résultat financier	(152,7)	(117,7)

La variation du coût de l'endettement financier s'explique :

- principalement par l'augmentation du nombre de centrales en exploitation sous financement ;
- effet partiellement compensé par l'impact du remboursement progressif des financements des centrales en opération.

La hausse des taux d'intérêts en 2022 n'a quant à elle eu qu'un impact limité sur la hausse du coût de l'endettement financier du fait de la stratégie de couverture du Groupe (se référer à la note 20.2 « dette nette »).

Les charges financières sur instruments financiers dérivés de taux correspondent au recyclage en résultat de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux considérés comme efficaces, précédemment accumulée en autres éléments du résultat global.

En 2022, les gains et pertes de change s'élèvent à (6,9) millions d'euros, dont (5,2) millions d'euros associés à l'exposition du Groupe en Argentine (notamment au titre de crédits de TVA libellés en pesos argentins).

En 2021, les gains et pertes de change s'élevaient à (4,3) millions d'euros, et étaient principalement constitués par des pertes de change sur crédits de TVA libellés en pesos argentins.

Les autres produits et charges financiers sont principalement composés de commissions et de frais bancaires, de coûts des cautions et des garanties, de charges de désactualisation des provisions pour démantèlement et autres passifs non courants, en augmentation notamment sous l'effet de la croissance du nombre d'actifs en exploitation, et d'autres produits et charges financiers non récurrents. En 2022, ils comprennent notamment (1,4) million d'euros de charge nette liée au refinancement de Neoen Production 2. En 2021, ils incluaient (1,6) millions d'euros de charges supportées dans le cadre de remboursements anticipés d'emprunts.

NOTE 20.2 DETTE NETTE

Principes comptables

Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières et les instruments financiers dérivés ayant une valeur de marché négative. Les emprunts sont initialement comptabilisés à la juste valeur à l'origine, diminuée des coûts de transaction qui leur sont directement attribuables. À chaque clôture, les emprunts sont évalués au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif et sont ventilés au bilan en :

- dettes financières non courantes pour la part exigible à plus d'un an ;
- dettes financières courantes pour la part remboursable à moins d'un an.

Instruments financiers dérivés de taux

L'objectif de la direction financière du Groupe Neoen est de couvrir le risque de variabilité de la future charge d'intérêts résultant du financement à taux variable d'une partie substantielle des investissements du Groupe.

Pour couvrir son exposition aux risques de taux, le Groupe utilise des produits dérivés sous forme principalement de swaps de taux. La plupart des dérivés de taux utilisés par le Groupe sont qualifiés d'instruments de couverture de flux de trésorerie (*Cash-Flow Hedge*). La comptabilité de couverture est applicable si les conditions prévues par la norme IFRS 9 sont remplies :

- la relation de couverture doit être clairement désignée et documentée à la date de la mise en place de l'instrument de couverture ;
- le lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture doit être documenté, ainsi que les potentielles sources d'inefficacité ;
- l'inefficacité rétrospective doit être mesurée à chaque arrêté.

La couverture de flux de trésorerie permet de couvrir les variations de valeur des flux futurs hautement probables des intérêts provenant du besoin de financement du Groupe.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (réserve de couverture de flux de trésorerie) pour la « partie efficace » de la couverture et en résultat de la période, au sein du résultat financier, pour la « partie inefficace ».

Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont rapportés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert, à savoir le résultat financier au moment où le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Lorsque l'instrument dérivé est résilié ou que l'inefficacité de la relation de couverture conduit à sa déqualification, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en autres éléments du résultat global (réserve de couverture de flux de trésorerie) et reconnus de manière symétrique aux flux couverts. Dans le cas où le flux futur n'est plus attendu, les gains et pertes antérieurement comptabilisés en capitaux propres sont alors rapportés au compte de résultat.

Lorsqu'ils ne sont pas considérés comptablement comme des instruments de couverture de flux futurs de trésorerie (*Cash-Flow Hedge*), les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées en résultat, au sein du résultat financier.

Les instruments financiers dérivés ayant une juste valeur positive sont comptabilisés à l'actif et ceux ayant une juste valeur négative sont comptabilisés au passif.

Analyse de la dette nette

	31.12.2022	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>		
Financements seniors des projets	2 717,6	2 199,6
Financements obligataires des projets	77,4	117,5
Dettes locatives	264,4	219,7
Financements corporate	409,7	338,8
Investisseurs minoritaires et autres	40,2	31,0
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	46,7
Total dettes financières	3 509,3	2 953,4
Investisseurs minoritaires et autres	(40,2)	(31,0)
Total dettes financières ajustées	3 469,1	2 922,4
Placements à court terme	(40,6)	(67,9)
Disponibilités	(582,2)	(524,6)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(622,8)	(592,6)
Dépôts de garantie	(79,0)	(67,2)
Instruments financiers dérivés de taux actifs	(302,7)	(30,4)
Total autres actifs	(381,7)	(97,6)
Total dette nette	2 464,6	2 232,2

La dette nette a augmenté de + 232,4 millions d'euros au 31 décembre 2022. Cette évolution s'explique principalement par l'émission de financements seniors pour les actifs en construction, et de nouvelles OCEANES vertes émises en 2022, effets partiellement compensés par la conversion des OCEANES 2019, le refinancement de la dette mezzanine de Neoen Production 2, et enfin l'appréciation de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux sur la période, dans un contexte de remontée des taux d'intérêts *forward*.

Au 31 décembre 2022, les disponibilités prises en compte dans le calcul de la dette nette incluent 90,3 millions d'euros, correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Par ailleurs, du fait de la forte hausse des taux d'intérêts *forward* sur l'exercice, la juste valeur positive des instruments financiers de taux a fortement augmenté, pour atteindre 302,7 millions d'euros. Hors prise en compte de ces deux éléments, à caractère temporaire, la dette nette se serait établie à 2 857,6 M€.

Ventilation des dettes financières courantes / non courantes

	Non courantes	Courantes	31.12.2022	Non courantes	Courantes	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>						
Financements seniors des projets	2 331,0	386,7	2 717,6	1 795,1	404,5	2 199,6
Financements obligataires des projets	73,9	3,5	77,4	102,3	15,3	117,5
Dettes locatives	257,5	6,9	264,4	212,1	7,7	219,7
Financements corporate	407,9	1,8	409,7	337,5	1,3	338,8
Investisseurs minoritaires et autres	39,9	0,3	40,2	30,8	0,3	31,0
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	-	-	23,3	23,3	46,7
Total Dettes financières	3 110,2	399,1	3 509,3	2 501,0	452,4	2 953,4

Ventilation des dettes financières par devises

	EUR	USD	AUD	Autres	31.12.2022
<i>(contre-valeur en millions d'euros au cours de clôture)</i>					
Financements seniors des projets	1 076,2	529,1	1 112,4	-	2 717,6
Financements obligataires des projets	77,4	-	-	-	77,4
Dettes locatives	200,4	4,0	48,8	11,2	264,4
Financements corporate	409,7	0,0	0,0	0,0	409,7
Investisseurs minoritaires et autres	24,0	13,9	2,2	0,1	40,2
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	-	-	-	-
Total Dettes financières	1 787,7	547,0	1 163,3	11,3	3 509,3

	EUR	USD	AUD	Autres	31.12.2021
<i>(contre-valeur en millions d'euros au cours de clôture)</i>					
Financements seniors des projets	811,1	515,7	872,8	-	2 199,6
Financements obligataires des projets	50,9	12,7	54,0	-	117,5
Dettes locatives	161,4	12,7	45,4	0,3	219,7
Financements corporate	337,7	-	1,2	-	338,8
Investisseurs minoritaires et autres	15,9	12,8	2,3	0,1	31,0
Instruments financiers dérivés de taux passifs	13,5	12,8	20,4	-	46,7
Total Dettes financières	1 390,4	566,8	995,9	0,3	2 953,4

Ventilation des dettes financières par typologie de taux

	31.12.2022	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>		
Dettes à taux fixes	1 690,0	1 213,5
Dettes à taux variables	1 819,3	1 693,3
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	46,7
Instruments financiers dérivés de taux actifs	(302,7)	(30,4)
Total des dettes financières après effet des couvertures	3 206,6	2 923,0

Les financements de projets souscrits généralement à taux variable et les flux d'intérêts variables font l'objet d'une couverture qui représente en général 75% ou plus du montant financé à taux variable.

Ventilation du total des dettes financières par échéance

<i>En millions d'euros</i>	A moins d'un an ⁽¹⁾	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	31.12.2022
Financements seniors des projets	386,7	713,9	1 617,1	2 717,6
Financements obligataires des projets	3,5	16,7	57,2	77,4
Dettes locatives	6,9	20,3	237,3	264,4
Financements corporate	1,8	156,1	251,8	409,7
Investisseurs minoritaires et autres	0,3	3,6	36,3	40,2
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	-	-	-
Total Dettes financières	399,1	910,6	2 199,6	3 509,3

<i>En millions d'euros</i>	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	31.12.2021
Financements seniors des projets	404,5	511,5	1 283,6	2 199,6
Financements obligataires des projets	15,3	32,3	70,0	117,5
Dettes locatives	7,7	15,4	196,6	219,7
Financements corporate	1,3	337,5	-	338,8
Investisseurs minoritaires et autres	0,3	3,8	27,0	31,0
Instruments financiers dérivés de taux passifs	23,3	14,1	9,2	46,7
Total Dettes financières	452,4	914,6	1 586,4	2 953,4

1) Au 31 décembre 2022, les financements seniors des projets à moins d'un an incluent l'accélération des dettes des centrales d'El Llano au Mexique pour 116,3 millions d'euros (124,1 millions de dollars américains), de la centrale de Coleambally en Australie pour 82,0 millions d'euros (128,7 millions de dollars australiens), et de la centrale de Metoro au Mozambique pour 28,2 millions d'euros (30,1 millions de dollars américains) (se référer à la note 1.3 « événements de la période »).

Ventilation par flux des dettes financières

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2021	Flux de trésorerie	Variations sans effet de trésorerie					31.12.2022
			Effet de la variation des taux de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Autres variations	
Financements seniors des projets	2 199,6	548,5	19,3	(30,7)	7,0	(0,6)	(25,4)	2 717,6
Financements obligataires des projets	117,5	(46,1)	1,9	-	3,9	0,2	-	77,4
Dettes locatives	219,7	(5,8)	0,4	(1,8)	-	0,7	51,1	264,4
Financements corporate	338,8	248,2	0,0	-	1,0	1,8	(180,2)	409,7
Investisseurs minoritaires et autres	31,0	8,4	0,8	(0,1)	-	-	(0,0)	40,2
Instruments financiers dérivés de taux passifs	46,7	-	1,6	-	(48,2)	-	-	-
Total Dettes financières	2 953,4	753,2	24,0	(32,5)	(36,4)	2,1	(154,6)	3 509,3

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	Flux de trésorerie	Variations sans effet de trésorerie					31.12.2021
			Effet de la variation des taux de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Autres variations	
Financements seniors des projets	1 948,7	198,2	53,7	(7,6)	5,3	1,1	0,2	2 199,6
Financements obligataires des projets	154,4	(37,4)	0,0	-	0,6	(0,0)	(0,0)	117,5
Dettes locatives	167,9	(4,4)	1,8	(5,4)	-	(2,2)	62,0	219,7
Financements corporate	339,4	(10,1)	0,0	-	1,1	(0,0)	8,5	338,8
Investisseurs minoritaires et autres	29,2	1,1	1,0	(0,4)	-	-	0,1	31,0
Instruments financiers dérivés de taux passifs	109,8	(0,0)	2,0	(0,3)	(64,9)	-	(0,0)	46,7
Total Dettes financières	2 749,4	147,3	58,5	(13,6)	(57,9)	(1,1)	70,8	2 953,4

Financements seniors des projets

Au cours de l'exercice 2022, les financements seniors de projets ont augmenté de **+ 518,1** millions d'euros, ceci s'explique principalement par :

- de nouveaux emprunts émis dans le cadre du financement des projets du Groupe à hauteur de **856,3** millions d'euros, dont notamment :
 - o au sein de la zone Europe-Afrique pour 535,0 millions d'euros (dont Mutkalampi en Finlande pour 306,4 millions d'euros, plusieurs centrales éoliennes et solaires en France pour respectivement 165,1 millions d'euros et 49,1 millions d'euros, et plusieurs centrales solaires en Irlande pour 14,3 millions d'euros) ;
 - o au sein de la zone Australie pour 319,6 millions d'euros (dont principalement Kaban pour 140,0 millions d'euros, Western Downs pour 84,9 millions d'euros, Victorian Big Battery pour 45,6 millions d'euros, Goyder pour 33,1 millions d'euros et Capital Battery pour 15,6 millions d'euros).
- des remboursements d'emprunts réalisés pour **(307,8)** millions d'euros ;
- la variation de périmètre liée au *farm-down* de la centrale éolienne de Saint-Sauvant en France pour **(30,7)** millions d'euros ;
- des financements de projets reclassés en passifs destinés à être cédés pour **(25,1)** millions d'euros (correspondant à la centrale solaire de Cabrela au Portugal) ;
- l'incidence des effets de change pour **19,3** millions d'euros ;
- la variation du coût amorti des emprunts pour **7,0** millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, des financements de projets seniors ont été reclassés en financements courants pour un montant de 226,6 millions d'euros, contre 252,4 millions d'euros au 31 décembre 2021 (se référer à la note 1.3 « événements de la période »).

Financements obligataires des projets

Les financements obligataires comprennent essentiellement des dettes juniors sur des entités détenant des projets. La diminution des financements obligataires pour – 40,2 millions d'euros s'explique principalement par le refinancement de la dette mezzanine de Neoen Production 2. Celui-ci a donné lieu au remboursement intégral des trois tranches historiques (euros, dollars australiens, dollars américains) pour – 110,7 millions d'euros, et à l'émission d'une nouvelle dette, exclusivement en euros, pour + 77,7 millions d'euros nets de frais d'émission.

Dettes locatives

La hausse de + 44,7 millions d'euros par rapport à l'année précédente est principalement due à l'entrée en vigueur de nouveaux baux ou de réévaluations pour 52,4 millions d'euros, et à des remboursements pour (5,8) millions d'euros.

Financements corporate

Au 31 décembre 2022, les financements corporate correspondent principalement aux OCEANes vertes émises en juin 2020 et en septembre 2022. L'augmentation de + 70,8 millions d'euros sur la période correspond principalement à l'émission des OCEANes vertes 2022 pour + 249,8 millions d'euros (composante dette, nette de frais), compensée par la conversion des OCEANes 2019 pour – 190,8 millions d'euros (auxquels s'ajoutent – 0,4 million remboursé en numéraire), ainsi qu'à l'amortissement des primes d'émission relatives aux OCEANes et OCEANes vertes pour + 10,6 millions d'euros.

Investissements minoritaires et autres

Ce poste est essentiellement constitué des apports en compte courant des actionnaires minoritaires dans le cadre de financement des projets.

Instruments financiers dérivés de taux passifs

Au 31 décembre 2022, l'ensemble des instruments financiers dérivés de taux ont une valorisation positive du fait de la hausse importante des taux d'intérêts *forward* sur la période dans l'ensemble des zones géographiques où opère le Groupe, et sont donc présentés à l'actif.

NOTE 20.3 INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES

Principes comptables

Instrument financiers dérivés de taux

Se référer à la note 20.2 « dette nette ».

Instrument financiers dérivés énergie

Afin de se couvrir contre la variation des prix *spots* de l'électricité associée à la production de certains actifs renouvelables du Groupe, qui ne bénéficient pas de mécanismes de soutien sous forme de tarifs de rachats ou de compléments de rémunération obtenus dans le cadre de guichets ouverts ou d'appels d'offres gouvernementaux, Neoen a été amené à signer progressivement des contrats d'achat d'électricité de moyen à long terme avec des contreparties commerciales, dits « *Corporate Power Purchase Agreements* » (« CPPA »). Parmi ceux-ci, certains, mis en œuvre récemment, prévoient un règlement financier entre les parties (calculé par différence entre un prix fixe et le prix *spot* de l'électricité, et ayant pour sous-jacent la production de l'actif physique associé) ainsi que, généralement, la remise par le Groupe des certificats verts (garanties d'origine ou LGCs) générés par la production. Ces contrats avec des contreparties commerciales, réglés financièrement, sont des instruments financiers dérivés au sens de la norme IFRS 9 « instruments financiers ».

Au 31 décembre 2022, ces instruments financiers dérivés, conclus en vue de la couverture économique du risque associé à la variation des prix de l'électricité, n'ont pas été désignés comme instruments de couverture. Par conséquent, les variations de juste valeur afférentes sont reconnues en résultat dans les autres produits et charges opérationnels courants (se référer à la note 9 « autres produits et charges opérationnels courants »).

Spécifiquement, la valorisation des instruments financiers dérivés énergie repose sur des techniques d'évaluation particulières et fait notamment appel à des données non-observables (en lien avec la durée des contrats), justifiant un classement en niveau 3, au sens d'IFRS 13 « évaluation de la juste valeur ».

Afin de remédier à l'absence de prix à terme observables, conséquence notamment du profil de production intermittent des actifs renouvelables, le Groupe a simulé les prix futurs de l'électricité à partir de modèles internes tenant compte, à court terme de l'évolution *spot* et à terme des prix de gros observée sur les marchés locaux de l'électricité, ajustée du profil de production intermittent des actifs considérés, et à moyen et long terme, de perspectives de marché reposant sur les analyses réalisées par des cabinets de prospective spécialisés, reconnus comme experts sur ces marchés locaux.

Conformément à la norme IFRS 13 « évaluation de la juste valeur », un ajustement a été pris en compte afin de refléter dans la juste valeur de ces instruments financiers dérivés énergie le risque de crédit de la contrepartie (dit « *credit valuation adjustment* ») et le risque de crédit propre de l'entreprise (dit « *debit valuation adjustment* »).

Analyse des instruments financiers dérivés actifs et passifs évalués à la juste valeur

Au 31 décembre 2022 (En millions d'euros)	Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instrument financiers dérivés énergie	41,3	4,8	46,1	32,2	12,6	44,9
Instrument financiers dérivés de taux	271,7	31,1	302,7	-	-	-
	312,9	35,9	348,8	32,2	12,6	44,9

Au 31 décembre 2021 (En millions d'euros)	Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instrument financiers dérivés énergie	-	-	-	-	-	-
Instrument financiers dérivés de taux	30,4	-	30,4	23,3	23,3	46,7
Total	30,4	-	30,4	23,3	23,3	46,7

NOTE 20.4 JUSTE VALEUR DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Principes comptables

La juste valeur d'un actif et d'un passif est le prix qui serait convenu entre des parties libres de contracter et opérant aux conditions du marché. La norme IFRS 13 « évaluation de la juste valeur » distingue 3 niveaux de juste valeur :

- niveau 1 : prix coté sur un marché actif ;
- niveau 2 : prix coté sur un marché actif pour un instrument similaire, ou autre technique d'évaluation basée sur des paramètres observables ;
- niveau 3 : technique d'évaluation incorporant des paramètres non observables.

Pour les instruments financiers dérivés, se reporter aux notes 20.2 et 20.3.

La juste valeur des dettes fournisseurs et des créances clients correspond à la valeur comptable indiquée au bilan, l'effet de l'actualisation des flux futurs de trésorerie n'étant pas significatif.

Analyse de la juste valeur des actifs et passifs financiers

Au 31 décembre 2022 (En millions d'euros)	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Coût amorti	Juste valeur par résultat	Dérivés documentés en Cash Flow Hedge
Instruments financiers dérivés de taux	2	302,7	302,7			302,7
Instruments financiers dérivés énergie	3	46,1	46,1		46,1	
Actifs financiers non-courants	2	99,9	99,9	99,9		
Autres actifs (courants et non-courants)	2	118,7	118,7	118,7		
Clients et comptes rattachés	2	106,6	106,6	106,6		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	622,8	622,8		622,8	
Total actifs financiers		1 296,8	1 296,8	325,2	668,9	302,7
Dettes financières non courantes	2	3 110,2	2 938,9	3 110,2		
Autres passifs (courants et non courants)	2	224,2	224,2	224,2		
Instruments financiers dérivés de taux	2	-	-			-
Instruments financiers dérivés énergie	3	44,9	44,9		44,9	
Dettes financières courantes	2	399,1	399,1	399,1		
Fournisseurs et comptes rattachés	2	242,4	242,4	242,4		
Total passifs financiers		4 020,7	3 849,3	3 975,8	44,9	-
Au 31 décembre 2021 (En millions d'euros)	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Coût amorti	Juste valeur par résultat	Dérivés documentés en Cash Flow Hedge
Instruments financiers dérivés de taux	2	30,4	30,4			30,4
Actifs financiers non-courants	2	83,0	83,0	83,0		
Autres actifs (courants et non-courants)	2	126,3	126,3	126,3		
Clients et comptes rattachés	2	81,6	81,6	81,6		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	592,6	592,6		592,6	
Total actifs financiers		914,0	914,0	291,0	592,6	30,4
Dettes financières non courantes	2	2 477,7	2 533,3	2 477,7		
Autres passifs (courants et non courants)	2	115,7	115,7	115,7		
Instruments financiers dérivés de taux	2	46,7	46,7			46,7
Dettes financières courantes	2	429,1	429,1	429,1		
Fournisseurs et comptes rattachés	2	340,4	340,4	340,4		
Total passifs financiers		3 409,4	3 465,1	3 362,8	-	46,7

NOTE 21. AUTRES PASSIFS COURANTS

NOTE 21.1 DETTES FISCALES ET SOCIALES

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Dettes fiscales	35,6	27,4
Dettes sociales	13,1	11,7
Total dettes fiscales et sociales	48,6	39,1

NOTE 21.2 AUTRES PASSIFS COURANTS

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Produits constatés d'avance	15,1	15,8
Autres créditeurs	142,5	29,1
Total autres passifs courants	157,6	45,0

Les produits constatés d'avance se composent essentiellement de subventions d'exploitation qui sont transférées au compte de résultat de façon linéaire selon la durée d'utilité de l'actif sous-jacent.

Au 31 décembre 2022, les autres créditeurs comprennent 90,3 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Le solde résiduel correspond principalement à des dettes liées à des acquisitions d'actifs en développement, en Europe.

NOTE 22. GESTION DES RISQUES

NOTE 22.1 RISQUES DE TAUX

Le Groupe est exposé aux risques de marché du fait de ses activités d'investissements. Cette exposition est principalement liée aux fluctuations des taux d'intérêts variables relatifs aux financements de ses projets.

Ainsi, l'objectif de gestion du risque de taux du Groupe est de sécuriser et préserver l'équilibre économique des projets en limitant la variabilité future de la charge financière associée à leurs financements. Ceci repose sur la mise en place d'instruments financiers de couverture.

Les couvertures sur le risque de taux d'intérêt sont effectuées au moyen d'instruments contractés de gré à gré, avec des cont reparties de premier rang. Le Groupe contracte des instruments financiers, afin de couvrir son financement à taux variables, avec pour cible de couvrir à taux fixe un minimum de 75% du besoin de financement à taux variable des projets. A ce titre, le Groupe a contracté des swaps de taux qui sont qualifiés de couverture de flux de trésorerie.

Au 31.12.2022 (En millions d'euros)	Montants notionnels par échéance			Juste valeur ⁽¹⁾	Enregistré en autres éléments du résultat global ⁽²⁾	Enregistré en résultat ⁽³⁾
	Inférieur à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total			
Swaps de taux - Solaire	(184,4)	(508,5)	(692,9)	110,6	114,3	-
Swaps de taux - Eolien	(378,6)	(488,3)	(866,8)	182,6	168,8	-
Swaps de taux - Holdings	-	-	-	9,6	9,6	-
Caps de taux	-	-	-	-	1,9	-
Total	(562,9)	(996,8)	(1 559,7)	302,7	294,6	-

- 1) La juste valeur est uniquement composée de 302,7 millions d'euros d'instruments financiers dérivés de taux actifs à la clôture.
- 2) Il s'agit du stock enregistré en autres éléments du résultat global dans les capitaux propres du Groupe.
- 3) Le cas échéant, la part inefficace des instruments financiers dérivés de taux est enregistrée en résultat.

Une hausse de 1% des taux d'intérêts entraînerait, compte tenu des instruments de couverture de taux en vigueur, une augmentation annuelle du coût de l'endettement financier du Groupe de + 1,4 million d'euros. Une baisse de 1% des taux d'intérêts entraînerait quant à elle une diminution annuelle du coût de l'endettement financier du Groupe de - 1,4 million d'euros.

NOTE 22.2 RISQUE DE PRIX SUR L'ENERGIE

Le risque de prix sur l'énergie est lié à la vente sur les marchés de gros au cours *spot* de la production électrique de certains des actifs éoliens et solaires du Groupe (notamment en Australie et en Finlande). Afin de limiter ce risque, le Groupe sécurise ses revenus futurs sur une longue période par des tarifs de rachat ou des compléments de rémunération obtenus dans le cadre d'appels d'offres publics, ainsi que par la contractualisation de « *power purchase agreements* », physiques et financiers.

Au 31.12.2022 (En millions d'euros)	Montants notionnels par échéance			Juste valeur	Enregistré en autres éléments du résultat global	Enregistré en résultat
	Inférieur à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total			
Instruments financiers dérivés énergie	160,1	206,1	366,2	1,2	-	2,8
Total	160,1	206,1	366,2	1,2	-	2,8

Une hausse de 5% des prix de l'électricité entraînerait une diminution de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie de - 13,8 millions d'euros. Une diminution de 5% des prix de l'électricité entraînerait une augmentation de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie de + 14,0 millions d'euros.

NOTE 22.3 RISQUES DE CHANGE

Les risques de change portent sur les transactions opérationnelles en devises étrangères (dollar américain et dollar australien principalement) qui ont tendance à augmenter avec le déploiement soutenu du Groupe à l'international. Afin d'éviter tout risque de change sur les actifs en opération, le Groupe finance systématiquement chacun de ses actifs dans la devise fonctionnelle de celui-ci.

NOTE 22.4 RISQUES DE CONTREPARTIE

Compte tenu de la pluralité des fournisseurs et sous-traitants disponibles sur les marchés sur lesquels intervient le Groupe, celui-ci considère que l'insolvabilité de l'un d'entre eux ou d'une faible part ne pourrait avoir de conséquences significatives sur la poursuite de l'activité.

Dans la mesure où les contrats de vente d'électricité ou contrats pour différence sont conclus avec des contreparties étatiques (Etats ou entreprises contrôlées par un Etat), des entreprises de distribution d'électricité et avec un nombre limité d'acheteurs privés, le Groupe considère que le risque de contrepartie lié aux créances clients est à ce jour non significatif.

Le Groupe place ses disponibilités et quasi-disponibilités auprès d'institutions financières de premier rang.

Le Groupe souscrit des dérivés de taux de gré à gré avec des banques de premier rang dans le cadre de conventions qui prévoient de compenser les montants dus et à recevoir en cas de défaillance de l'une des parties contractantes. Ces accords de compensation conditionnels ne respectent pas les critères de la norme IAS 32 « instruments financiers : présentation » pour permettre la compensation des instruments dérivés actifs et passifs au bilan.

NOTE 22.5 RISQUES DE LIQUIDITE

Le risque de liquidité correspond à l'incapacité que pourrait avoir le Groupe à faire face à ses engagements financiers immédiats ou à court terme.

Pour prévenir ce risque, le Groupe procède plusieurs fois par an à une analyse de ses besoins en liquidité sur un horizon de 12 mois glissants.

En date d'arrêté des comptes et compte tenu de ses obligations actuelles et des investissements prévus dans le cadre de l'exécution par la Société de son plan d'investissement au cours des douze prochains mois, celle-ci ne dispose pas des ressources financières suffisantes sur la période considérée.

Le montant net supplémentaire de trésorerie nécessaire à la poursuite des activités de la Société au cours des douze prochains mois est estimé à environ 335,0 millions d'euros.

Une augmentation de capital constitue ainsi la solution privilégiée par la Société pour financer la poursuite de ses activités nécessaires à son développement sur la période considérée.

Cependant, dans le cas où la Société retarderait certains projets prévus dans le cadre de l'exécution de son plan d'investissement, l'insuffisance de trésorerie n'interviendrait plus au cours des douze prochains mois.

La trésorerie détenue par les sociétés holdings et de développement s'élève au 31 décembre 2022 à 292,6 millions d'euros, contre 330,3 millions d'euros pour les sociétés projets (actifs en opération et en construction). La trésorerie des sociétés projets comprend 90,3 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur.

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie	622,7	592,5
Lignes de crédit corporate disponibles	288,0	238,0
Total	910,7	830,5

Lignes de crédit corporate disponibles

Le Groupe possède des lignes de crédit court terme d'un montant de 288,0 millions d'euros, dont 250,0 millions d'euros de crédit syndiqué non mobilisé à date, composé d'un prêt corporate de 175,0 millions d'euros, en augmentation de 50,0 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2021 à la suite de la signature d'un amendement avec ses banques prêteuses au cours de l'exercice, et d'une ligne de crédit revolving de 75,0 millions d'euros, pour assurer notamment les besoins en fonds de roulement de la société mère.

Lignes de crédit accordées aux projets

Au 31 décembre 2022, le Groupe bénéficie d'engagements reçus au titre de ses financements de projets et d'exploitation pour un montant de 547,3 millions d'euros non utilisés à cette date (se référer note 23.2 « engagements hors bilan reçus »).

NOTE 22.6 RISQUES LIES AUX EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES

Le Groupe vend de l'électricité très majoritairement dans le cadre de contrats de long-terme faisant l'objet d'engagements fermes de la part de ses contreparties, dont de nombreux Etats.

Dans certains pays, les Etats peuvent être amenés à remettre en cause rétroactivement certains tarifs de rachat bonifiés comme cela a été le cas en France en 2021, sans impact matériel sur les comptes du Groupe. Une remise en cause à l'avenir de certains tarifs de rachat serait susceptible d'impacter significativement les états financiers du Groupe.

Le Groupe considère toujours que sa stratégie multi-filière et multi-pays a pour effet de limiter le risque lié aux évolutions réglementaires en réduisant son exposition à une technologie ou à un pays particulier. Le prix particulièrement compétitif de l'électricité produite par le Groupe dans la grande majorité de ses contrats constitue également une couverture naturelle contre ce risque.

NOTE 23. ENGAGEMENTS HORS BILAN

NOTE 23.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Garanties accordées à des fournisseurs	1 036,1	416,4
Maintenance	1 712,1	1 425,0
Autres engagements	358,8	283,1
Engagements donnés liés aux activités opérationnelles	3 107,0	2 124,4
Actifs donnés en garantie	4 728,4	3 836,2
Engagements donnés liés aux activités de financement	4 728,4	3 836,2
Total des engagements hors bilan donnés	7 835,4	5 960,6

Garanties accordées à des fournisseurs

Dans le cadre de la construction de ses actifs de production, le Groupe peut être amené à octroyer temporairement des garanties à ses fournisseurs.

Maintenance

Dans le cadre de l'exploitation de ses actifs de production, le Groupe est amené à signer des contrats de maintenance pouvant s'étaler sur plusieurs exercices. Les prestations sont comptabilisées en charges l'année où elles sont réalisées.

Autres engagements donnés

Il s'agit principalement de garanties données par le Groupe dans le cadre du développement des projets telles que des garanties de soumission à des appels d'offres, des garanties de performance ou encore de démantèlement.

Actifs donnés en garantie

Les dettes contractées par le Groupe, dans le cadre de financements de projets, sont assorties, dans la plupart des cas, de nantissements sur l'ensemble des titres et avances en comptes courants d'associés ainsi que de gages sur les actifs en garantie de remboursement de la dette bancaire jusqu'à son extinction.

NOTE 23.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Engagements d'achat d'énergie	7 079,1	6 188,8
Autres engagements reçus	4 162,2	2 897,3
Engagements reçus liés aux activités opérationnelles	11 241,4	9 086,1
Lignes de crédits accordées aux projets	547,3	753,8
Lignes de crédits corporate accordées	288,0	238,0
Engagements reçus liés aux activités de financement	835,3	991,8
Total des engagements hors bilan reçus	12 076,6	10 077,9

Engagements reçus d'achat d'énergie

Dans la majorité des cas, lorsqu'une unité de production d'électricité est construite, la société porteuse de projet et appelée à l'exploiter conclut un contrat à long terme de fourniture d'énergie. Le Groupe bénéficie d'engagements d'achat en général pour des périodes allant très majoritairement de 10 à 20 ans. Pour chaque actif sous-jacent, l'engagement a été évalué sur la base des volumes de production estimés par le Groupe sur la durée du contrat d'achat et des prix de vente non inflatés.

Autres engagements reçus

Ceux-ci comprennent principalement les garanties reçues de la part des constructeurs pour la bonne exécution de la construction des centrales ainsi que des fournisseurs au titre de la maintenance.

NOTE 24. TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIEES

Les comptes consolidés du groupe Neoen sont intégrés par intégration globale dans les comptes consolidés de la société mère de Neoen, Impala qui détient 44,59% de son capital. Au cours de l'exercice 2022, des transactions ont été réalisées avec la société Impala. Les charges auprès d'Impala concernent principalement des *management fees*. Les transactions avec Impala et ses filiales ont été effectuées à des conditions normales de marché, pour des montants non significatifs.

La rémunération des principaux dirigeants est fournie en note 7.2.

NOTE 25. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

<i>En millions euros</i>	Deloitte	RSM	Autres réseaux	Exercice 2022
Neoen SA				
Audit Légal	0,2	0,1	-	0,3
SACC	0,0	0,0	-	0,0
Filiales				
Audit Légal	0,9	-	0,2	1,1
Total	1,1	0,1	0,2	1,4

<i>En millions euros</i>	Deloitte	RSM	Autres réseaux	Exercice 2021
Neoen SA				
Audit Légal	0,1	0,1	-	0,2
SACC ⁽¹⁾	0,2	0,1	-	0,2
Filiales				
Audit Légal	0,9	-	0,2	1,1
Total	1,2	0,1	0,2	1,5

1) Les SACC contiennent principalement les honoraires relatifs à l'augmentation de capital du 9 avril 2021.

NOTE 26. EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

Cession de la centrale solaire de Cabrela au Portugal

Le 28 octobre 2022, le Groupe a signé un accord en vue de céder à Cubico 100% de ses parts dans la centrale solaire de Cabrela au Portugal, d'une puissance de 13,2 MWc, et sur la base d'une valeur d'entreprise de 50,7 millions d'euros. Cette cession a été formellement conclue le 22 février 2023 pour un produit net supérieur à 25,0 millions d'euros, qui sera enregistré en 2023 en autres produits opérationnels courants dans les comptes du Groupe.

4.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

RSM Paris

26, rue Cambacérès

75008 Paris

S.A.S au capital de 14 242 600 €

792 111 783 RCS Paris

Société de Commissariat aux Comptes inscrite à la
Compagnie Régionale de Paris

Deloitte & Associés

6, place de la Pyramide

92908 Paris-La Défense Cedex

S.A.S. au capital de 2 188 160 €

572 028 041 RCS Nanterre

Société de Commissariat aux Comptes inscrite
à la Compagnie Régionale de Versailles et du
Centre

Exercice clos le 31 décembre 2022

A l'assemblée générale de la société Neoen

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par l'assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Neoen relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2022, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2022 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n°537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.823-9 et R.823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

a. Immobilisations produites en interne

(Notes 12.2 de l'annexe aux comptes consolidés)

Comme indiqué dans la note « 12.2 Immobilisations Incorporelles » de l'annexe, les frais de développement des différents projets de centrales de production d'énergie d'origine renouvelable, se composant des coûts directs et indirects, externes ou internes, liés au développement, sont portés à l'actif à partir du moment où le succès des projets correspondants est probable au regard des six critères IAS 38.

▪ **Risque identifié et principaux jugements**

Le Groupe considère que ces critères sont remplis au moment où un projet rentre dans le portefeuille, c'est-à-dire lorsque les éléments contractuels et les études techniques indiquent que la faisabilité d'un projet est probable. A partir de la mise en service du projet, l'amortissement est calculé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent estimée. De plus, lorsque le Groupe estime que la probabilité de succès s'amoinçrit, les frais de développement sont dépréciés. Lors de l'abandon d'un projet, les coûts de développement liés à ce projet passent en charges au niveau des « Autres produits et charges opérationnelles non courants ».

Au 31 décembre 2022, la valeur nette des projets en développement s'élève à 194,0 M€, le Groupe ayant activé 44,1 M€ de charges directement imputables au développement de projets au cours de l'année 2022.

Nous avons considéré la comptabilisation et l'évaluation des projets en développement générés en interne comme un point clé de l'audit en raison du niveau de jugement de la Direction requis pour l'appréciation du respect des critères d'activation des coûts correspondants et de la sensibilité aux estimations et hypothèses utilisées par la Direction pour en déterminer la valeur recouvrable.

▪ **Réponses apportées lors de notre audit**

Nos travaux ont notamment consisté à :

- Apprécier, au regard des normes comptables en vigueur et des règles d'activation définies par le groupe, les modalités d'examen des critères d'activation, en particulier par entretien avec la Direction ;
- Tester par sondage la concordance des montants inscrits à l'actif avec le fichier de suivi des projets établi par le groupe avec un retour à la documentation probante sous-jacente ;
- Examiner la conformité de la méthodologie appliquée par la Société pour la détermination de la valeur recouvrable des frais de développement aux normes comptables en vigueur ;
- Examiner, au regard de la durée d'utilité retenue pour ces projets en cours de développement, les modalités d'amortissement des frais de développement ;
- Enfin nous avons vérifié le caractère approprié des informations fournies dans les notes 12 de l'annexe aux comptes consolidés.

b. Instruments financiers de couverture

(Notes 20 de l'annexe aux comptes consolidés)

La société Neoen finance la construction et l'exploitation de certaines de ses centrales au travers d'emprunts à taux variables exposant l'entreprise à un risque de taux. Pour couvrir ce risque, Neoen met en place des couvertures de type Swap de taux ou Cap visant à fixer le taux d'intérêt en début de projet (ou à fixer le taux d'intérêt maximal).

Comme indiqué dans la note 20 « Financement et Instruments financiers » de l'annexe, les instruments financiers dérivés ayant une valeur de marché positive sont comptabilisés à l'actif et ceux ayant une valeur de marché négative sont comptabilisés au passif. Ces instruments sont initialement évalués à la juste valeur à la date de la conclusion d'un contrat dérivé, puis réévalués ensuite à leur juste valeur à chaque date de clôture.

▪ **Risque identifié et principaux jugements**

La société Neoen qualifie comptablement ces couvertures en Cashflow Hedge permettant de comptabiliser les variations de juste valeur des instruments de couverture en OCI pour leur part efficace, au regard de la norme IFRS 9.

Nous considérons la comptabilisation des instruments financiers comme un point clé de l'audit en raison de l'importance des changements potentiels de juste valeur de ces instruments, de la part de jugement dans la documentation et l'analyse des couvertures, et des impacts comptables liés à leur qualification en tant qu'instruments de couverture de flux de trésorerie.

▪ **Réponses apportées lors de notre audit**

Nos travaux ont notamment consisté à :

- Analyser la conformité des méthodologies appliquées par le Groupe aux normes comptables en vigueur.
 - Evaluer la compétence des spécialistes mandatés par la société pour évaluer la juste valeur des instruments financiers et échangé avec la Direction afin d'obtenir une compréhension des périmètres d'intervention de ceux-ci.
 - Valider le détail du portefeuille d'instruments financiers du Groupe que nous avons rapproché de la juste valeur déterminée par les spécialistes externes au Groupe. Nous avons rapproché ces états des confirmations bancaires et réalisé des tests de valorisation.
 - Revoir la documentation de couverture de flux de trésorerie établie, et revoir le traitement comptable appliqué aux instruments financiers et leurs impacts sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global en fonction de la qualification de ces instruments.
 - Enfin, nous avons vérifié que la note 20 de l'annexe aux comptes consolidés fournit une information appropriée.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion du conseil d'administration.

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

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président-Directeur Général. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

En raison des limites techniques inhérentes au macro-balisage des comptes consolidés selon le format d'information électronique unique européen, il est possible que le contenu de certaines balises des notes annexes ne soit pas restitué de manière identique aux comptes consolidés joints au présent rapport.

Par ailleurs, il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société Neoen par l'assemblée générale du 13 septembre 2008 pour le Cabinet Constantin Associés, le mandat ayant été renouvelé lors de votre assemblée générale du 22 avril 2014 et depuis lors pour le cabinet Deloitte & Associés. Le Cabinet RSM Paris a été nommé par votre assemblée générale du 12 septembre 2018.

Au 31 décembre 2022, Deloitte & Associés était dans la 15^{ème} année de sa mission sans interruption et le cabinet RSM Paris dans sa 5^{ème} année.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.823-10-1 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n°537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.822-10 à L.822-14 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris et Paris-La Défense, le 1^{er} mars 2023

Les commissaires aux comptes

RSM Paris

Deloitte & Associés

Etienne de BRYAS

Benoit PIMONT

5

CAPITAL ET ACTIONNARIAT

Dans ce présent chapitre, « Société », « Neoen S.A. » ou « Neoen » fait référence à la société anonyme Neoen.

5.1 RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LA SOCIETE

La section « Renseignements concernant la Société » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2021 est mise à jour comme suit. À la date du présent Amendement, la présente section 5.1 se substitue donc à la section intitulée « Renseignements concernant la Société » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2021.

5.1.1 DENOMINATION SOCIALE

La dénomination sociale de la Société est « Neoen ».

5.1.2 SIEGE SOCIAL

Le siège social de la Société est situé 22 rue Bayard, 75008 Paris.

5.1.3 FORME JURIDIQUE

À la date du présent Amendement, la Société est une société anonyme de droit français, régie par les lois et règlements en vigueur en France (et notamment par les dispositions du Livre II du Code de commerce) ainsi que par ses statuts.

5.1.4 IDENTIFICATION DE LA SOCIETE

Le numéro d'immatriculation de la Société est précisé dans le paragraphe 5.1.8 du présent Amendement.

Le code LEI de la Société est le 969500C0AIAGQWZGJO13.

5.1.5 LEGISLATION

Société anonyme constituée sous le régime de la législation française.

5.1.6 DUREE

La Société a été immatriculée le 29 septembre 2008. La Société a été constituée pour une durée de 99 ans à compter de la date de son immatriculation au registre du commerce et des sociétés, soit jusqu'au 28 septembre 2107, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

5.1.7 OBJET SOCIAL

(Voir article 2 des statuts)

La Société a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- toutes activités se rapportant à l'énergie et à l'environnement, notamment aux secteurs de l'électricité, du gaz et de l'eau. En particulier la production d'électricité ou d'autres sources d'énergie, la vente, le transport, la distribution, la commercialisation, et le stockage de tous produits d'énergie et matières premières ;
- toutes prestations d'arbitrage, de développement et de commercialisation de produits dérivés et de couverture d'agrégation, de gestion d'équilibre de ces produits ; toutes prestations de gestion ou conseil liées au secteur de l'énergie ou des « commodités » ;
- l'acquisition, la cession, l'exploitation, la licence de tous droits de propriété intellectuelle et industrielle se rapportant directement ou indirectement à l'objet social ;
- et plus généralement toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rapportant directement ou indirectement à son objet social, ou susceptible d'en favoriser l'extension ou le développement y compris, mais sans limitation, l'acquisition, la détention, l'obtention ou l'exploitation, sous quelque forme que ce soit, de licences, brevets, marques et informations techniques.

La Société peut agir, tant en France qu'à l'étranger, pour son compte ou pour le compte de tiers, soit seule soit en participation, association, groupement d'intérêt économique ou société, avec toutes autres sociétés ou personnes et réaliser, sous quelque forme que ce soit, directement ou indirectement, les opérations rentrant dans son objet.

Elle peut également prendre, sous toutes formes, tous intérêts et participations dans toutes affaires et entreprises françaises et étrangères, quel que soit leur objet.

5.1.8 REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES

La Société est immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 508 320 017.

5.1.9 LIEU OU PEUVENT ETRE CONSULTES LES DOCUMENTS ET RENSEIGNEMENTS RELATIFS A LA SOCIETE

Les renseignements concernant la Société et notamment les statuts, bilans, compte de résultats, rapports du Conseil d'administration aux assemblées et rapports des commissaires aux comptes peuvent être consultés sur demande au siège social de la Société.

L'information réglementée diffusée par la Société est disponible dans la rubrique « Informations réglementées » du site Internet de la Société à l'adresse suivante : <https://neoen.com/fr/investisseurs/#informations>.

5.1.10 EXERCICE SOCIAL

L'exercice social commence le 1^{er} janvier et se termine le 31 décembre de chaque année.

5.1.11 REPARTITION STATUTAIRE DES BENEFICES

(Voir article 24 des statuts)

Sur le bénéfice de l'exercice, diminué le cas échéant des pertes antérieures, il est tout d'abord prélevé 5 % au moins pour la dotation de la réserve légale prescrite par la loi. Ce prélèvement cesse d'être obligatoire lorsque la réserve légale atteint le dixième du capital social.

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice de l'exercice diminué le cas échéant des pertes antérieures et du prélèvement prévu à l'alinéa précédent, et augmenté du report bénéficiaire.

S'il résulte des comptes de l'exercice, tels qu'approuvés par l'assemblée générale, l'existence d'un bénéfice distribuable, l'assemblée générale décide de l'inscrire à un ou plusieurs postes de réserve dont elle règle l'affectation ou l'emploi, de le reporter à nouveau ou de le distribuer sous forme de dividendes, et ce sous réserve des restrictions fixées dans le contrat de crédit syndiqué de la Société.

5.1.12 DROITS DE VOTE DES ACTIONNAIRES

(Voir article 11 des statuts)

Il est attribué un droit de vote à chaque action ordinaire de la Société.

Par ailleurs, l'article 11 des statuts de la Société, par dérogation à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, prévoit que les actions de la Société n'ouvrent pas droit à un droit de vote double au profit des actionnaires de la Société.

Le conseil d'administration a décidé lors de sa réunion du 28 février 2023 d'arrêter l'ordre du jour de l'Assemblée Générale prévue le 10 mai 2023. Parmi les projets de résolutions inscrits à cet ordre du jour, il est proposé de modifier l'article 11 des statuts de Neoen à l'effet d'instaurer un droit de vote double attaché aux actions inscrites au nominatif depuis deux ans au moins au nom du même actionnaire. Pour le calcul de cette période de deux ans, il ne sera pas tenu compte de la durée d'inscription au nominatif précédant le 10 mai 2023.

5.1.13 DECLARATION D'INTENTION

Néant.

5.2 CAPITAL

La section intitulée « Capital » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2021 est mise à jour comme suit. A la date du présent Amendement, la présente section 5.2 se substitue à la section intitulée « Capital » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2021.

5.2.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2022, le capital est fixé à 229 338 996 euros et représenté par 114 669 498 actions ordinaires d'une valeur nominale de 2 euros chacune, de même catégorie et entièrement libérées.

5.2.2 CAPITAL POTENTIEL

Au 31 décembre 2022, le capital potentiel se décompose de la manière suivante :

- 558 643 actions au titre des plans d'actions gratuites ;
- 26 620 au titre des plans d'options de souscription ;
- 9 791 917 obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes.

L'effet potentiellement dilutif global de ces instruments s'élève ainsi à 9,05 % du capital social au 31 décembre 2022.

5.2.3 TITRES NON REPRESENTATIFS DE CAPITAL

Au 31 décembre 2022, la Société n'a émis aucun titre non représentatif de capital.

5.2.4 ÉTAT RECAPITULATIF DES OPERATIONS REALISEES AU COURS DE L'EXERCICE PAR LES DIRIGEANTS OU PERSONNES ASSIMILEES SUR LES TITRES DE LA SOCIETE OU SUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS LIES

Personne ³³	Instrument financier	Date opération	Prix unitaire (en euros)	Nature opération	Volume opération
Romain Desrousseaux	Actions	15/03/2022	35,3406	Cession	(9 100)
Cartusia	Actions	15/03/2022	37,1000	Acquisition	30 580
Xavier Barbaro	Actions	15/03/2022	37,1000	Cession	(30 580)
Xavier Barbaro	Actions	21/03/2022	35,3200	Donation	(28 000)
Xavier Barbaro	Actions	21/03/2022	35,3200	Donation	(28 000)
Xavier Barbaro	Actions	21/03/2022	35,3200	Réception d'actions à travers une donation	14 000
Xavier Barbaro	Actions	21/03/2022	35,3200	Réception d'actions à travers une donation	14 000
Xavier Barbaro	Actions	21/03/2022	35,3200	Réception d'actions à travers une donation	14 000
Xavier Barbaro	Actions	21/03/2022	35,3200	Réception d'actions à travers une donation	14 000
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2022	35,3200	Apport d'actions à une société	(14 000)
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2022	35,3200	Apport d'actions à une société	(14 000)
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2022	35,3200	Apport d'actions à une société	(14 000)
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2022	35,3200	Apport d'actions à une société	(14 000)
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2022	35,3200	Réception d'actions à travers un apport	14 000
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2022	35,3200	Réception d'actions à travers un apport	14 000
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2022	35,3200	Réception d'actions à travers un apport	14 000
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2022	35,3200	Réception d'actions à travers un apport	14 000
Olga Kharitonova	Actions	19/04/2022	11,1500	Acquisition (opération d'actionnariat salarié)	236
Xavier Barbaro	Actions	19/04/2022	11,1500	Acquisition (opération d'actionnariat salarié)	236
Romain Desrousseaux	Actions	19/04/2022	11,1500	Acquisition (opération d'actionnariat salarié)	236
Xavier Barbaro	Actions	21/06/2022	37,5400	Donation	(2 000)
Bpifrance Investissement	Actions	23/06/2022	33,9900	Paiement de dividendes en actions	14 757
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	Actions	23/06/2022	33,9900	Paiement de dividendes en actions	20 447
Cartusia	Actions	23/06/2022	33,9900	Paiement de dividendes en actions	3 028
Olga Kharitonova	Actions	23/06/2022	33,9900	Paiement de dividendes en actions	7

³³ Ce tableau identifie seulement les dirigeants et personnes assimilées sans préciser l'identité de leurs éventuelles personnes liées ayant réalisé les opérations listées dans ce tableau.

Personne ³³	Instrument financier	Date opération	Prix unitaire (en euros)	Nature opération	Volume opération
Olga Kharitonova	Actions	23/06/2022	33,9900	Paiement de dividendes en actions	5
Romain Desrousseaux	Actions	23/06/2022	33,9900	Paiement de dividendes en actions	1 207
Romain Desrousseaux	Actions	23/06/2022	33,9900	Paiement de dividendes en actions	78
Impala SAS	Actions	23/06/2022	33,9900	Paiement de dividendes en actions	146 500
Louis-Mathieu Perrin	Actions	11/07/2022	0,0000	Acquisition d'actions gratuites	54 050
Norbert Thouvenot	Actions	11/07/2022	0,0000	Acquisition d'actions gratuites	43 240
Louis-Mathieu Perrin	Actions	29/07/2022	44,2274	Cession	(2 300)
Xavier Barbaro	Actions	29/07/2022	44,5000	Cession	(2 900)
Xavier Barbaro	Actions	03/08/2022	42,5000	Donation	(10 000)
Impala SAS	Actions	07/09/2022	38,5263	Acquisition	427 680
Impala SAS	Actions	08/09/2022	40,0621	Acquisition	87 940
Impala SAS	Actions	23/09/2022	35,5250	Acquisition	70 549
Impala SAS	Actions	26/09/2022	34,5232	Acquisition	128 710
Impala SAS	Actions	27/09/2022	34,4064	Acquisition	51 290
Impala SAS	Actions	28/09/2022	33,8233	Acquisition	50 000
Impala SAS	Actions	29/09/2022	34,4870	Acquisition	50 000
Impala SAS	Actions	30/09/2022	34,2633	Acquisition	40 001
Impala SAS	Actions	03/10/2022	34,5398	Acquisition	28 709
Impala SAS	Actions	12/10/2022	32,9553	Acquisition	86 106
Impala SAS	Actions	13/10/2022	32,3832	Acquisition	81 541
Impala SAS	Actions	14/10/2022	33,8371	Acquisition	48 037
Impala SAS	Actions	17/10/2022	33,6105	Acquisition	35 422
Xavier Barbaro	Actions	08/11/2022	38,9120	Apport d'actions à une société	86 399

5.2.5 AUTO-CONTROLE, AUTO-DETENTION ET ACQUISITION PAR LA SOCIETE DE SES PROPRES ACTIONS

Au 31 décembre 2022, aucune action de la Société n'est détenue par l'une de ses filiales ou par un tiers pour son compte. Au 31 décembre 2022, la Société détient 146 347 de ses actions, représentant 0,13 % (sur la base du capital social au 31 décembre 2022), dont 73 522 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité. Ces actions sont dépourvues de droit de vote.

5.2.6 AUTRES TITRES DONNANT ACCES AU CAPITAL

5.2.6.1 OPTIONS DE SOUSCRIPTION D' ACTIONS

L'assemblée générale de la Société du 25 mai 2022, au titre de sa vingt-quatrième résolution, a autorisé le Conseil d'administration avec faculté de subdélégation à consentir des options de souscription ou d'achat d'actions au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du Groupe ou de certains d'entre eux. Cette délégation a été consentie pour une durée de 26 mois.

Aucune option de souscription ou d'achat d'actions au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du Groupe n'a été attribuée en vertu de ladite autorisation de l'assemblée générale.

5.2.6.2 ATTRIBUTIONS GRATUITES D' ACTIONS

L'assemblée générale de la Société du 25 mai 2021, au titre de sa seizième résolution, a autorisé le Conseil d'administration à procéder à des attributions gratuites d'actions existantes ou à émettre au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du Groupe ou de certains d'entre eux. Cette délégation a été consentie pour une durée de 26 mois.

Le 14 mars 2022, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 164 046 actions de Neoen S.A. à certains salariés du Groupe. L'attribution des actions ne sera définitive qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans, à condition que les bénéficiaires soient toujours présents dans le Groupe et que les conditions de performance fixées par le Conseil d'administration dans le règlement du plan, et portant notamment sur l'atteinte d'objectifs financiers et de développement, soient remplies.

5.2.6.3 OBLIGATIONS A OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ECHANGE EN ACTIONS NOUVELLES OU EXISTANTES

OCEANE 2019

La Société a réalisé le 7 octobre 2019 une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange (OCEANE) en actions nouvelles et/ou existantes à échéance au 7 octobre 2024 pour un montant en principal d'environ 200 millions d'euros (montant brut de l'émission) (les « OCEANE 2019 »). Le produit net de l'émission a été affecté aux besoins généraux du Groupe et avait notamment pour but de financer son développement en vue d'atteindre son objectif de capacité à fin 2021 (plus de 5 GW de capacité en construction ou en opération).

Les OCEANE 2019 portaient intérêt à compter de leur date d'émission à un taux annuel de 1,875 % payable semestriellement à terme échu les 7 avril et 7 octobre de chaque année.

La valeur nominale unitaire des 6 629 101 OCEANE 2019 émises était de 30,17 euros et la parité de conversion de 1 action pour chaque OCEANE 2019 exercée, sous réserve des ajustements usuels prévus par les termes et conditions des OCEANE 2019.

Conformément aux termes et conditions des OCEANE 2019, la Société a décidé le 7 septembre 2022 de procéder au remboursement anticipé de l'intégralité des OCEANE 2019 restant en circulation. La Société a constaté le 26 octobre 2022 la conversion de 6 614 676 OCEANE 2019 (soit 99,78 % de l'ensemble des OCEANE 2019 émises) de 30,17 euros de montant nominal, soit un montant nominal total de 199 564 774,92 euros. La Société a émis au total 7 130 619 actions nouvelles par application du ratio d'attribution de 1,078 actions par OCEANE 2019. Les 14 425 OCEANE 2019 non présentées à la conversion ont été remboursées en numéraire le 28 octobre 2022 au prix de remboursement anticipé de 30,20263 euros par OCEANE 2019 (incluant 0,03263 euro d'intérêts courus), soit un montant total de 435 672,94 euros.

OCEANES vertes 2020

La Société a réalisé le 2 juin 2020 une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes à échéance au 2 juin 2025 pour un montant en principal d'environ 170 millions d'euros (montant brut de l'émission) (les « **OCEANES vertes 2020** »). Le produit net de l'émission a été affecté au financement ou au refinancement de projets de production d'énergie renouvelable (énergie solaire et éolienne) ou de stockage d'énergie, conformément aux exigences de la taxonomie de l'Union Européenne et au *Green Bond Framework* du 27 mai 2020 revu par Moody's ESG Solutions (anciennement Vigeo Eiris) publié et disponible sur le site internet de la Société (le « **Green Bond Framework** »), et avait notamment pour but de financer son développement en vue d'atteindre son objectif de capacité à fin 2021 (plus de 5 GW de capacité en construction ou en opération).

Les OCEANES vertes 2020 portent intérêt à compter de leur date d'émission à un taux annuel de 2 % payable semestriellement à terme échu les 2 décembre et 2 juin de chaque année. La valeur nominale unitaire des 3 679 653 OCEANES vertes 2020 émises est de 46,20 euros et la parité de conversion de 1 action pour chaque OCEANE Verte 2020 exercée, sous réserve des ajustements usuels prévus par les termes et conditions des OCEANES vertes 2020.

Sous certaines conditions définies par les termes et conditions des OCEANES vertes 2020, en cas de changement de contrôle de la Société ou d'événement de liquidité du marché de l'action de la Société (tel que défini dans les termes et conditions des OCEANES vertes 2020), les porteurs peuvent demander avant la date de maturité le remboursement anticipé des OCEANES vertes 2020 à leur valeur nominale majorée des intérêts courus, et la masse des porteurs peut demander leur accélération en cas de survenance de certains cas de défauts tels que définis dans les termes et conditions des OCEANES vertes 2020.

OCEANES vertes 2022

La Société a réalisé le 14 septembre 2022 une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes à échéance au 14 septembre 2027 pour un montant en principal de 300 millions d'euros (montant brut de l'émission) (les « **OCEANES vertes 2022** »). Le produit net de l'émission (détaillé dans le paragraphe 2.4.1.7 du présent Amendement) est affecté au financement ou au refinancement de projets de production ou de stockage d'énergie renouvelable, conformément au *Green Bond Framework*.

Les OCEANES vertes 2022 portent intérêt à compter de leur date d'émission à un taux annuel de 2,875 % payable semestriellement à terme échu les 14 mars et 14 septembre de chaque année, pour la première fois le 14 mars 2023.

Les 3 000 OCEANES vertes 2022 ont une dénomination de 100 000 euros chacune et la prime de conversion a été fixée à 35 % par rapport au cours de référence de l'action de la Société, soit un prix de conversion / d'échange de 51,4999 euros.

Sous certaines conditions définies par les termes et conditions des OCEANES vertes 2022, en cas de changement de contrôle de la Société, de la survenance d'un événement de liquidité du marché de l'action de la Société ou encore d'une radiation des actions de la Société (tel que ces termes sont définis dans les termes et conditions des OCEANES vertes 2022), les porteurs pourront demander avant la date de maturité le remboursement anticipé des OCEANES vertes 2022 à leur valeur nominale majorée des intérêts courus et non encore payés, et la masse des porteurs peut demander leur accélération en cas de survenance de certains cas de défauts tels que définis dans les termes et conditions des OCEANES vertes 2022.

5.2.7 CONDITIONS REGISSANT TOUT DROIT D'ACQUISITION ET/OU TOUTE OBLIGATION ATTACHE(E) AU CAPITAL SOUSCRIT, MAIS NON LIBERE

Néant.

5.2.8 CAPITAL SOCIAL DE TOUTE SOCIETE DU GROUPE FAISANT L'OBJET D'UNE OPTION OU D'UN ACCORD PREVOYANT DE LE PLACER SOUS OPTION

Néant.

5.2.9 PROGRAMME DE RACHAT PAR NEOEN DE SES PROPRES ACTIONS

Autorisation donnée par l'assemblée générale du 25 mai 2022

L'assemblée générale du 25 mai 2022, au titre de sa treizième résolution, a autorisé le Conseil d'administration à opérer en bourse sur les propres actions de la Société. Cette autorisation a été donnée pour dix-huit mois, jusqu'au 25 novembre 2023 et met fin à l'autorisation donnée au Conseil d'administration par l'assemblée générale du 25 mai 2021 dans sa douzième résolution à caractère ordinaire.

Le prix unitaire maximum de rachat a été fixé à 80 euros par action pour un montant maximum de 50 millions d'euros.

Les objectifs de ce programme sont les suivants :

- la mise en œuvre de tout plan d'options d'achat d'actions de la Société dans le cadre des dispositions des articles L. 225-177 et suivants du Code de commerce ou de tout plan similaire ; ou
- l'attribution ou la cession d'actions aux salariés au titre de leur participation aux fruits de l'expansion de l'entreprise ou de la mise en œuvre de tout plan d'épargne d'entreprise ou de groupe (ou plan assimilé) dans les conditions prévues par la loi, notamment les articles L. 3332-1 et suivants du Code du travail ainsi que de tout autre plan d'actionnariat des salariés et dirigeants de la Société et de ses filiales ; ou
- l'attribution gratuite d'actions dans le cadre des dispositions des articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ; ou
- de manière générale, d'honorer des obligations liées à des programmes d'options sur actions ou autres allocations d'actions aux salariés ou mandataires sociaux de la Société ou d'une entreprise associée ; ou
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière ; ou

- l'annulation de tout ou partie des titres ainsi rachetés, conformément à l'autorisation conférée ou à conférer par l'assemblée générale extraordinaire ; ou
- la remise d'actions (à titre d'échange, de paiement ou autre) dans le cadre d'opérations de croissance externe, de fusion, de scission ou d'apport ; ou
- l'animation du marché secondaire ou de la liquidité des actions de la Société par un prestataire de service d'investissement dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à la pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers (telle que modifiée le cas échéant).

Bilan du programme de rachat d'actions

(En nombre d'actions auto détenues)	Animation boursière	Programme de rachat d'actions ⁽¹⁾	Total
Situation au 31 décembre 2021	52 961	151 549	204 510
Achats	1 602 077	51 000	1 653 077
Ventes/Transferts	(1 581 516)	(129 724)	(1 711 240)
Situation au 31 décembre 2022	73 522	72 825	146 347

1) La Société acquiert des actions propres afin de couvrir ses engagements d'octroi d'actions gratuites au profit de ses salariés.

Sur l'ensemble de l'année 2022, 1 653 077 actions ont été achetées au prix moyen de 36,43 euros par action et 1 711 240 actions ont été vendues ou octroyées dans le cadre de plans d'actions gratuites au prix moyen de 34,16 euros par action.

Au 31 décembre 2022, la Société détient directement ou indirectement 146 347 actions propres, représentant une valeur de 5 368 895 euros sur la base de la valeur comptable.

5.2.10 EPARGNE SALARIALE

Accord d'intéressement

Afin d'associer les salariés français aux performances du Groupe, un nouvel accord d'intéressement a été conclu en 2021 avec le Comité Social et Economique (CSE). Cet accord a fait l'objet d'un dépôt à la DIRECCTE. Cet accord a une durée d'application de 3 ans, au titre des exercices 2022, 2023 et 2024.

Accord de participation

La mise en place d'un accord de participation est obligatoire dans les entreprises de 50 salariés et plus, en application de l'article L. 3322-2 du Code du travail.

En 2022, la Société a conclu un nouvel accord de participation avec le comité social et économique, lequel a fait l'objet d'un dépôt à la DIRECCTE.

Plans d'épargne d'entreprise et plans assimilés

La mise en place d'un plan d'épargne est obligatoire dans les sociétés ayant mis en place un accord de participation en application des articles L. 3323-2 et L. 3323-3 du Code du travail. Un plan d'épargne d'entreprise ou de groupe est un système d'épargne collectif offrant aux salariés des entreprises adhérentes la faculté de se constituer, avec l'aide de leur employeur, un portefeuille de valeurs mobilières.

En 2014, la Société a mis en place un plan d'épargne d'entreprise (PEE) et un plan d'épargne pour la retraite collectif (PERCO). En 2019, pour se conformer à la réforme de l'épargne salariale, la Société a conclu avec la délégation unique du personnel un nouvel accord de plan d'épargne retraite entreprise collectif (PERCOL) venant remplacer le PERCO.

Le PEE et le PERCOL peuvent recevoir les sommes issues des accords de participation et d'intéressement, ainsi que des versements volontaires des salariés, éventuellement complétés par un versement additionnel de l'employeur (abondement).

Un tel dispositif d'abondement par l'employeur des versements volontaires des salariés dans les limites maximales prévues par la loi a été mis en place jusqu'à présent au sein de la Société et fait l'objet d'une révision annuelle.

Les sommes investies dans le PEE sont indisponibles pendant une durée de cinq ans tandis que les sommes investies dans le PERCOL sont indisponibles jusqu'au départ à la retraite du bénéficiaire, sauf cas de déblocage anticipé prévus par la loi. Ces dispositifs sont accessibles à l'ensemble des salariés en CDI ou CDD dès 3 mois d'ancienneté.

Conformément à l'article L. 3332-25 du Code du travail, l'épargnant a la possibilité de liquider les avoirs disponibles sur le plan d'épargne afin de lever des options sur titre attribuées dans les conditions prévues aux articles L. 22-10-56 et suivants du Code de commerce. Les actions ainsi souscrites ou achetées par l'épargnant sont alors versées dans le plan d'épargne et ne sont disponibles qu'à l'expiration d'un délai de 5 ans à compter de ce versement.

Au 31 décembre 2022, les salariés détiennent des actions de la Société dans le cadre du PEE (se référer au paragraphe 5.2.11 « actionnariat salarié » du présent Amendement).

5.2.11 ACTIONNARIAT SALARIE

Dispositif d'actionnariat salarié

En 2022, la Société a mis en place pour la troisième fois un dispositif d'actionnariat salarié à destination de l'ensemble de ses salariés en France. Ce dispositif s'inscrit dans le cadre défini par le PEE.

Ainsi le PEE en vigueur au sein de la Société permet aux salariés d'investir les sommes issues de l'intéressement ou de leur épargne personnelle sur le PEE, en actions de la Société et bénéficiant de l'abondement en actions de l'entreprise. Les avoirs des salariés sont bloqués pendant cinq ans en contrepartie d'avantages sociaux et fiscaux, sauf cas de déblocage anticipé prévus par la loi.

Au 31 décembre 2022, la participation du personnel au capital social de la Société, calculée conformément à l'article L. 225-102 du Code de commerce, s'élève à 212 261 actions détenues dans le cadre du plan d'épargne d'entreprise et 525 229 actions nominatives détenues directement par les salariés, soit au total 0,64% du capital de la Société

Augmentation de capital réservée aux salariés

Le 19 avril 2022, Neoen S.A. a réalisé une augmentation de capital réservée à ses salariés et mandataires sociaux en France. Celle-ci proposait à chaque bénéficiaire l'acquisition de 118 actions nouvelles au prix préférentiel de souscription de 22,30 euros par action (bénéficiant d'une décote de 30% par rapport à la moyenne des cours de clôture de l'action des vingt dernières séances de bourse précédant le jour de fixation du prix par le Président-directeur général, le 14 mars 2022, sur subdélégation du Conseil d'administration) et un abondement à raison d'une action offerte pour une action souscrite.

Neoen a l'intention de renouveler ce plan au cours de l'exercice 2023.

Attribution d'actions gratuites à certains salariés du Groupe

Le 28 février 2023, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 221 766 actions de Neoen S.A. à certains salariés du Groupe. L'attribution des actions ne sera définitive qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans, à condition que les bénéficiaires soient toujours présents au sein du Groupe et que les conditions de performance fixées par le Conseil d'administration dans le règlement du plan, et portant notamment sur l'atteinte d'objectifs financiers et de développement, soient remplies.

5.2.12 ÉVOLUTION DU CAPITAL SOCIAL

Le tableau ci-dessous présente l'historique des modifications du capital social de la Société sur les trois derniers exercices :

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Nombre d'actions avant opération	Nombre d'actions après opération	Valeur nominale (en euros)	Prime d'émission par action (en euros)	Capital après opération (en euros)
10/04/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 177 496	85 088 748	85 091 248	2	2,00	170 182 496
10/04/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 182 496	85 091 248	85 188 540	2	4,00	170 377 080
10/04/2020	Augmentation de capital (attribution d'actions gratuites)	170 377 080	85 188 540	85 191 040	2	N/A	170 382 080
29/04/2020	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	170 382 080	85 191 040	85 203 818	2	19,92	170 407 636
29/04/2020	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	170 407 636	85 203 818	85 216 596	2	N/A	170 433 192
30/06/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 433 192	85 216 596	85 252 638	2	4,00	170 505 276
06/10/2020	Augmentation de capital (attribution d'actions gratuites)	170 505 276	85 252 638	85 437 212	2	N/A	170 874 424
06/10/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 874 424	85 437 212	85 462 212	2	2,00	170 924 424
06/10/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 924 424	85 462 212	85 490 712	2	4,00	170 981 424
31/12/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 981 424	85 490 712	85 525 712	2	2,00	171 051 424
31/12/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	171 051 424	85 525 712	85 550 712	2	8,00	171 101 424
15/03/2021	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	171 101 424	85 550 712	85 574 712	2	4,00	171 149 424
09/04/2021	Augmentation de capital (émission d'actions nouvelles avec maintien du droit préférentiel de souscription)	171 149 424	85 574 712	106 968 390	2	26,00	213 936 780
12/05/2021	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	213 936 780	106 968 390	106 979 909	2	26,25	213 959 818
12/05/2021	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	213 959 818	106 979 909	106 991 428	2	N/A	213 982 856
12/05/2021	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	213 982 856	106 991 428	106 995 752	2	3,55	213 991 504
31/05/2021	Augmentation de capital (attribution d'actions gratuites)	213 991 504	106 995 752	106 998 455	2	N/A	213 996 910

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Nombre d'actions avant opération	Nombre d'actions après opération	Valeur nominale (en euros)	Prime d'émission par action (en euros)	Capital après opération (en euros)
30/06/2021	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	213 996 910	106 998 455	107 011 665	2	7,25	214 023 330
31/12/2021	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	214 023 330	107 011 665	107 056 685	2	7,25 (7 005 actions) 3,55 (38 015 actions)	214 113 370
19/04/2022	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	214 113 370	107 056 685	107 072 910	2	20,30	214 145 820
19/04/2022	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	214 145 820	107 072 910	107 089 135	2	N/A	214 178 270
19/04/2022	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	214 178 270	107 089 135	107 103 350	2	7,25	214 206 700
23/06/2022	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	214 206 700	107 103 350	107 106 350	2	7,25	214 212 700
23/06/2022	Augmentation de capital (paiement du dividende en actions)	214 212 700	107 106 350	107 358 836	2	31,99	214 717 672
11/07/2022	Augmentation de capital (attribution d'actions gratuites)	214 717 672	107 358 836	107 521 854	2	N/A	215 043 708
26/10/2022	Augmentation de capital (conversion d'OCEANE 2024 en actions)	215 043 708	107 521 854	114 652 473	2	25,99	229 304 946
26/10/2022	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	229 304 946	114 652 473	114 669 498	2	7,25	229 338 996

5.2.13 ALIENATION DE PARTICIPATIONS CROISEES

Néant.

5.2.14 NANTISSEMENTS

A la connaissance de la Société, il n'y a pas de nantissement portant sur une part significative de son capital.

5.3. ACTIONNARIAT

La section intitulée « Actionnariat » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2021 est mise à jour comme suit. Ainsi, à la date du présent Amendement, la présente section 5.3 se substitue à la section intitulée « Actionnariat » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2021.

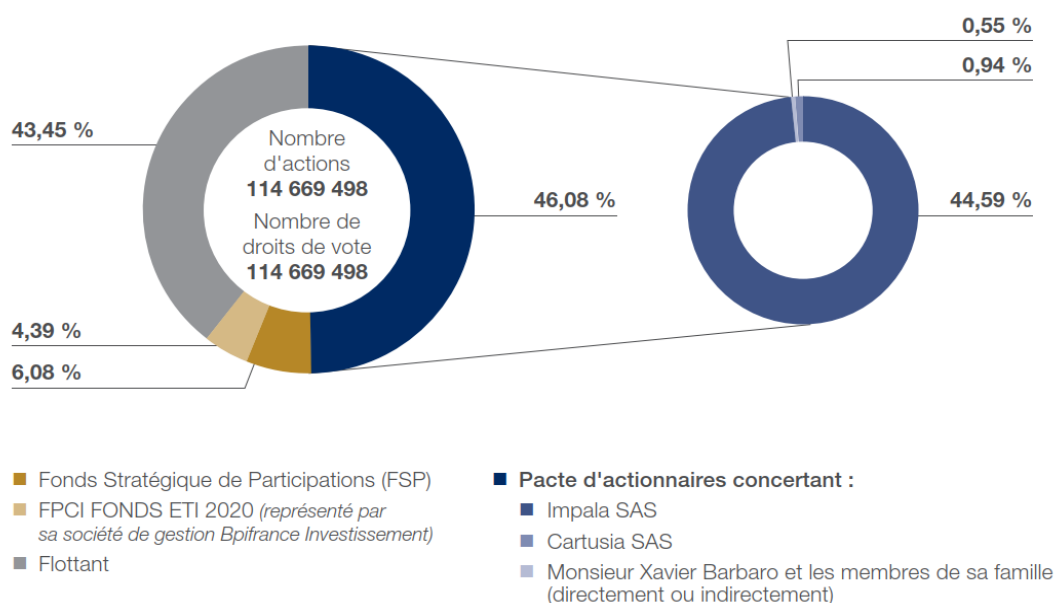
5.3.1 REPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE

Le tableau ci-dessous présente la répartition du capital et des droits de vote de la Société au 31 décembre 2022. Cette description est faite à la connaissance de la Société, sur la base des informations dont elle disposait au 31 décembre 2022 :

Actionnaires	Nombre d'actions	Capital en %	Droits de vote en %
Impala SAS	51 128 741	44,59 %	44,59 %
Cartusia SAS	1 076 498	0,94 %	0,94 %
Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille (directement ou indirectement)	633 309	0,55 %	0,55 %
Total concert ⁽¹⁾	52 838 548	46,08 %	46,08 %
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	6 970 447	6,08 %	6,08 %
FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)	5 030 869	4,39 %	4,39 %
Flottant	49 829 634	43,45 %	43,45 %
TOTAL	114 669 498	100 %	100 %

(1) L'action de concert résulte d'un pacte d'actionnaires concertant conclu entre les sociétés Impala SAS et Cartusia SAS, cette dernière étant un véhicule d'investissement long terme détenu par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille.

Répartition du capital au 31 décembre 2022



Détention par la société Impala SAS

Impala, groupe détenu et dirigé par Jacques Veyrat et sa famille, investit dans des projets à fort potentiel de développement, dans différents secteurs d'activité et avec des niveaux de participation variables : l'Energie (détention de participations dans Neoen, Tag Energy et Castleton Commodities International), les Technologies (détention de participations dans Technoplus Industries, Edgyn, Inexto), les Cosmétiques (détention de participations dans Laboratoire Native propriétaire des marques Roger Gallet, Liérac et Phyto, dans Pharma and Beauty Group et dans Augustinus Bader), la Culture, divertissement, mode (détention de participations dans Pullin, l'Exception, Rosa Bonheur et la Caserne), la Finance (détention de participation dans Eiffel Investment Group et dans des projets de très forte croissance en Chine), l'Immobilier et les hôtels (des projets immobiliers résidentiels en région parisienne, au Luxembourg et en Espagne et un groupe hôtelier au Portugal et en France). Impala est un investisseur durable.

Détention par le Fonds Stratégique de Participations (FSP)

Le Fonds Stratégique de Participations (FSP) est une société d'investissement à capital variable enregistrée auprès de l'Autorité des Marchés Financiers, destinée à favoriser l'investissement de long terme en actions. L'objet du FSP est de prendre des participations qualifiées de « stratégiques » dans le capital de sociétés françaises et de participer à leur gouvernance en siégeant à leur Conseil d'administration ou de gouvernance. Le fonds est financé par sept grandes compagnies d'assurance désireuses d'investir à long terme dans les entreprises françaises et de les accompagner dans leurs phases de développement et de transition. Les actionnaires du FSP sont BNP Paribas Cardif, CNP Assurances, Crédit Agricole Assurances, Société Générale Assurances, Groupama, BPCE Assurances et Suravenir. Au 31 décembre 2022, le FSP détenait neuf participations dans le capital des sociétés Arkema, Seb, Eutelsat Communications, Tikehau Capital, Elior Group, Neoen, Valeo, Believe et Soitec. Le FSP continue l'étude d'opportunités d'investissement dans le capital de sociétés françaises.

La gestion du FSP est déléguée à ISALT, société de gestion indépendante qui est en charge du suivi des sociétés dans lesquelles le FSP détient une participation et qui coordonne les relations avec les représentants permanents du FSP dans les conseils d'administration ou de surveillance des entreprises. Le FSP a désigné Monsieur Christophe Gégout en qualité de représentant permanent au Conseil d'administration de la Société.

Détention par le FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)

Bpifrance finance les entreprises – à chaque étape de leur développement – en crédit, en garantie et en fonds propres. Bpifrance les accompagne notamment dans leurs projets d'innovation et à l'international via une large gamme de produits et services. Bpifrance est très impliqué dans le secteur des énergies renouvelables et voit dans les entreprises de ce secteur de véritables catalyseurs de compétitivité pour l'économie française qu'elle entend soutenir dans les prochaines années au travers de son plan climat (13,6 milliards d'euros dédiés aux ENR sur 2020-2024).

5.3.2 ENGAGEMENTS DE CONSERVATION DES TITRES PRIS PAR LES ACTIONNAIRES

A la date du présent Amendement, il n'existe plus d'engagements de conservation des titres pris par les actionnaires, ces derniers ayant expirés au cours de l'exercice 2022. Pour rappel, ils concernaient les engagements de conservation de titres pris par Impala SAS pour une durée de 90 jours calendaires à compter du règlement-livraison des OCEANes verts 2022 dans le cadre de l'émission de ces dernières réalisée le 14 septembre 2022 (telle que décrite aux paragraphes 2.4.1.7 et 5.2.6.3 du présent Amendement).

5.3.3 OBLIGATION DE DETENTION DES ACTIONS DE LA SOCIETE

Conformément au règlement intérieur du Conseil d'administration (article 3.10), chaque membre du Conseil d'administration doit être propriétaire (directement ou indirectement) d'au moins 500 actions pendant toute la durée de son mandat et en tout état de cause au plus tard dans les six mois suivant sa nomination.

Par ailleurs, en application du Code de gouvernement d'entreprise AFEP MEDEF auquel la Société se réfère, une obligation de détention d'actions, au nominatif et jusqu'à la fin de leurs fonctions, a été fixée par le Conseil d'administration pour les dirigeants mandataires sociaux à 5 000 actions.

5.3.4 FRANCHISSEMENTS DE SEUILS LEGAUX ET/OU STATUTAIRES

Au 31 décembre 2022, les actionnaires ayant franchi les seuils légaux et/ou statutaires sont les suivants :

Date d'opération sur le marché	Intermédiaires inscrits ou gestionnaires de fonds	Nature du franchissement	Nombre d'actions	% Capital
25/01/2022	Schroders Plc	↓	1 030 589	0,96 %
06/04/2022	OMNES	↓	1 063 551	0,99 %
29/04/2022	BlackRock	↓	2 180 256	2,04 %
03/05/2022	BlackRock	↓	2 079 276	1,94 %
06/06/2022	Citigroup Inc.	↗	1 077 291 ³⁴	1,01 %
18/07/2022	Invesco Ltd	↓	1 057 027	0,98 %
09/09/2022	Citigroup Inc.	↗	1 245 784 ³⁵	1,16 %
26/09/2022	Impala SAS	↗	50 657 635	47,11 %
29/09/2022	Norges Bank (the Central Bank of Norway)	↗	4 303 732	4,00 %
13/10/2022	Concert Impala – Cartusia et Xavier Barbaro	↗	52 755 089	49,06 %
19/10/2022	Citigroup Inc.	↓	871 291 ³⁶	0,81 %
N.C.	La Banque Postale Asset Management	↓	N.C.	0,99 %
19/10/2022	UBS Asset Management	↗	1 679 422 ³⁷	1,56 %
26/10/2022	Impala SAS	↓	51 128 741	44,59 %
26/10/2022	Concert Impala – Cartusia et Xavier Barbaro	↓	52 838 548	46,08 %
26/10/2022	Schroders Plc	↗	1 395 530	1,30 %
01/11/2022	Norges Bank (the Central Bank of Norway)	↓	4 373 477	3,81 %
01/11/2022	Invesco Ltd	↓	1 145 468	0,99 %
02/11/2022	La Financière de l'Echiquier	↓	4 429 089	3,86 %
11/11/2022	Invesco Ltd	↗	1 156 846	1,00 %
15/11/2022	UBS Asset Management	↓	1 111 436	0,97 %
29/11/2022	Esta Investment Pte. Ltd	↓	1 095 678	0,95 %
02/12/2022	BlackRock	↓	2 285 905	1,99 %
05/12/2022	BlackRock	↗	2 402 767	2,10 %
16/12/2022	Invesco Ltd	↓	1 139 824	0,99 %

³⁴ Uniquement *OTC derivatives*.

³⁵ Dont 969 400 *OTC derivatives*.

³⁶ Dont 29 414 *OTC derivatives*.

³⁷ Dont 1 157 091 d'actions et 522 331 de convertibles.

5.3.5 ÉVOLUTION DE L'ACTIONNARIAT SUR TROIS ANS

Le tableau ci-dessous indique la répartition du capital et des droits de vote aux 31 décembre 2020, 31 décembre 2021 et 31 décembre 2022 sur une base non diluée :

Actionnaire	Nombre d'actions ordinaires et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables
Impala SAS ⁽¹⁾	42 636 236	49,84 %	49,84 %
Cartusia SAS	720 000	0,84 %	0,84 %
Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille	764 236	0,89 %	0,89 %
Total concert⁽²⁾	44 120 472	51,57 %	51,57 %
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	5 700 000	6,66 %	6,66 %
FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)	4 299 525	5,03 %	5,03 %
Flottant	31 430 715	36,74 %	36,74 %
Total au 31 décembre 2020	85 550 712	100 %	100 %
Impala SAS ⁽¹⁾	49 796 256	46,51 %	46,51 %
Cartusia SAS	1 000 086	0,93 %	0,93 %
Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille (directement ou indirectement)	721 357	0,67 %	0,67 %
Total concert⁽²⁾	51 517 699	48,12 %	48,12 %
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	6 950 000	6,49 %	6,49 %
FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)	5 016 112	4,69 %	4,69 %
Flottant	43 572 874	40,70 %	40,70 %
Total au 31 décembre 2021	107 056 685 ⁽³⁾	100 %	100 %
Impala SAS ⁽¹⁾	51 128 741	44,59 %	44,59 %
Cartusia SAS	1 076 498	0,94 %	0,94 %
Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille (directement ou indirectement)	633 309	0,55 %	0,55 %
Total concert⁽²⁾	52 838 548	46,08 %	46,08 %
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	6 970 447	6,08 %	6,08 %
FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)	5 030 869	4,39 %	4,39 %
Flottant	49 829 634	43,45 %	43,45 %
Total au 31 décembre 2022	114 669 498⁽⁴⁾	100 %	100 %

(1) Impala SAS est intégralement détenue, contrôlée et dirigée par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille.

(2) L'action de concert résulte d'un pacte d'actionnaires concertant conclu entre les sociétés Impala SAS et Cartusia SAS, cette dernière étant un véhicule d'investissement long terme détenu par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille.

(3) Le 9 avril 2021, le Groupe a réalisé une augmentation de capital de 591,2 millions d'euros après prise en compte des frais d'émission par émission de 21 393 678 nouvelles actions ordinaires.

(4) La conversion des OCEANE 2019 est décrite au paragraphe 2.4.1.6 du présent Amendement.

5.3.6 STRUCTURE DE CONTROLE

Au 31 décembre 2022, la Société est indirectement, au travers de la société Impala SAS, contrôlée par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille, qui détiennent 44,59 % du capital et des droits de vote.

En conséquence, la société Impala SAS est l'actionnaire de référence de la Société.

La société Impala SAS a conclu le 21 décembre 2020 un pacte d'actionnaires concertant avec Cartusia SAS, un véhicule d'investissement long terme détenu par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille.

Au 31 décembre 2022, les sociétés Impala SAS et Cartusia SAS (avec Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille, directement ou indirectement) détiennent de concert la participation dans le capital et les droits de vote de la Société leur conférant le contrôle de la Société (leur participation totale dans le capital et les droits de vote de la Société s'élevant à 46,08 %).

Dans ce cadre, la Société a pris les mesures suivantes afin que le contrôle ne soit pas exercé de manière abusive :

- sur les sept membres du Conseil d'administration, trois administrateurs (soit plus d'un tiers) sont des membres indépendants, conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF applicables aux sociétés contrôlées ;
- un administrateur a été nommé Administrateur Référent ;
- un administrateur est un représentant du Fonds Stratégique de Participations (FSP) ;
- un administrateur est un représentant de Bpifrance Investissement ;
- deux administrateurs (soit moins de la moitié) sont des représentants d'Impala SAS.

Pour plus de détail, se référer au paragraphe 6.2.1 « Principes gouvernant la composition du Conseil d'administration » du document d'enregistrement universel 2021 de la Société. Aucun changement dans la composition des organes sociaux n'est intervenu depuis la publication du document d'enregistrement universel 2021.

Par ailleurs, les conventions conclues entre la Société et ses principaux actionnaires, dont la convention d'assistance technique et administrative conclue entre la Société et Impala, présentées au paragraphe 6.4.4.1 du document d'enregistrement universel 2021 de la Société demeurent en vigueur à la date du présent Amendement. Le lecteur est donc invité à se référer à cette section pour une présentation exhaustive des conventions en vigueur.

5.3.7 ACCORDS SUSCEPTIBLES D'ENTRAINER UN CHANGEMENT DE CONTROLE

À la connaissance de la Société, il n'existe, à la date du présent Amendement, aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de son contrôle.

5.3.8 DIVIDENDES

5.3.8.1 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES

Conformément à la loi et aux statuts de la Société, l'assemblée générale peut décider, sur recommandation du Conseil d'administration, la distribution d'un dividende.

La politique de distribution de dividendes de la Société prendra en compte notamment les résultats de la Société, sa situation financière, la mise en œuvre de ses objectifs et ses besoins en liquidités.

La Société a versé, pour la première fois, un dividende en 2022, au titre de l'exercice 2021. Elle a également annoncé lors de son *Capital Markets Day* du 11 mars 2021 la croissance progressive et régulière des dividendes. Le versement des dividendes est soumis aux contraintes imposées par les engagements pris par la Société dans le cadre de ses financements *corporate*.

Compte tenu de l'atteinte de ses objectifs pour l'année 2022, et au regard de ses objectifs à moyen terme mentionnés au paragraphe 2.3.2.3 du présent Amendement, le Groupe proposera à la prochaine assemblée générale, qui se tiendra en mai 2023, le versement d'un dividende de 0,125 euro par action au titre de l'exercice 2022. Au-delà de 2023 et jusqu'en 2025 le Groupe entend augmenter de manière progressive son dividende au regard notamment de l'évolution de ses résultats et de sa situation financière.

5.3.8.2 DIVIDENDES DISTRIBUES AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

L'exercice clos le 31 décembre 2022 se solde par un résultat net de 47,7 millions d'euros. Il sera proposé à l'assemblée générale annuelle 2023 de verser un dividende de 0,125 euro par action, payable en actions ou en numéraire.

Lors de l'assemblée générale du 25 mai 2022, les actionnaires ont approuvé la mise en distribution d'un dividende de 0,10 euro par action avec option pour le paiement du dividende en actions nouvelles. Chaque actionnaire pouvait ainsi recevoir, soit 100 % du dividende en numéraire, soit 100 % du dividende en actions ordinaires nouvelles.

A la clôture de la période d'exercice de l'option (du 3 juin 2022 au 17 juin 2022 inclus), près de 80 % des droits ont été exercés en faveur du paiement du dividende en actions. Cette opération a entraîné la création de 252 486 actions ordinaires nouvelles (représentant après augmentation de capital environ 0,2 % du capital), et le versement de 2,1 millions d'euros de dividende en numéraire.

Le Groupe n'a procédé à aucune distribution de dividendes au titre des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2020.

6

GOUVERNANCE

6.1 ETAT DE LA GOUVERNANCE

La section 6.1 intitulée « Etat de la gouvernance » du Document d'Enregistrement Universel 2021 est amendée et complétée par ce qui suit, pour ce qui concerne l'exercice 2022 :

6.1.1 COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le paragraphe 6.1.1 du Document d'Enregistrement Universel 2021 est mis à jour des éléments suivants : les mandats d'administrateur de Monsieur Xavier Barbaro et de Sixto ont été renouvelés par l'assemblée générale du 25 mai 2022 pour des durées de respectivement quatre et trois ans.

6.1.2 CENSEURS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le paragraphe 6.1.1 du Document d'Enregistrement Universel 2021 est mis à jour des éléments suivants : Monsieur Jacques Veyrat a été nommé en qualité de censeur par le Conseil d'administration en date du 12 septembre 2018. Ce mandat de censeur a été renouvelé pour une durée de quatre ans lors du Conseil d'administration du 14 mars 2022 sur proposition du Comité Gouvernance et RSE.

6.1.3 PROPOSITION A L'ASSEMBLEE GENERALE ANNUELLE DE RENOUELEMENT DES MANDATS D'ADMINISTRATEURS

Le paragraphe 6.1.1 du Document d'Enregistrement Universel 2021 est mis à jour des éléments figurant aux sections 6.1.1 et 6.1.2 du présent Amendement ainsi que des informations suivantes : proposition de renouvellement des mandats de Madame Stéphanie Levan.

Le mandat d'administrateur de Madame Stéphanie Levan arrive à échéance à l'issue de l'assemblée générale statuant en 2023 sur les comptes de l'exercice écoulé, soit à la prochaine assemblée générale annuelle prévue le 10 mai 2023.

Il sera proposé à l'assemblée générale annuelle de la Société de renouveler le mandat de Madame Stéphanie Levan en qualité d'administrateur, pour une durée de quatre ans, prenant fin à l'issue de l'assemblée générale ordinaire des actionnaires statuant en 2027 sur les comptes de l'exercice écoulé.

Il est précisé que le Conseil d'administration du 15 décembre 2022 a considéré, après avis du Comité Gouvernance et RSE, que Madame Stéphanie Levan ne pouvait pas être qualifiée d'indépendante au regard des critères du Code AFEP/MEDEF auquel la Société se réfère en raison de sa désignation sur proposition de l'actionnaire de référence, Impala SAS.

Il est par ailleurs rappelé que Madame Stéphanie Levan est également membre du Comité d'audit. Le Conseil d'administration du 28 février 2023, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, a décidé de procéder au renouvellement de cette fonction, sous condition suspensive et avec effet à compter du renouvellement de son mandat d'administrateur, pour une durée coïncidant avec celle dudit mandat.

6.2 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Le paragraphe 6.2.1.3 du Document d'Enregistrement Universel 2021 est mis à jour des éléments suivants :

A la date du présent Amendement, la Société se conforme aux recommandations du Code AFEP/MEDEF dans sa version antérieure au 20 décembre 2022, étant précisé que les nouvelles recommandations issues de la version révisée de ce Code publiée le 20 décembre 2022 sont applicables à la Société au plus tard lors de l'Assemblée générale statuant en 2024 sur les comptes de l'exercice écoulé, conformément aux mesures d'application dans le temps prévues lors de cette dernière révision.

7

AUTRES INFORMATIONS

7.1 ATTESTATION DU RESPONSABLE DE L'AMENDEMENT AU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2021

« J'atteste que les informations contenues dans l'Amendement au Document d'Enregistrement Universel 2021 sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée. »

Paris, le 6 mars 2023

Monsieur Xavier Barbaro

Président-directeur général de Neoen SA

7.2 TABLE DE CONCORDANCE

La table de concordance ci-après reprend les rubriques prévues par l'annexe 1 du règlement délégué (UE) 2019/980 de la Commission du 14 mars 2019 et renvoie aux pages ou sections du Document d'Enregistrement Universel 2021 et du présent Amendement où sont mentionnées les informations relatives à chacune de ces rubriques.

		Document d'Enregistrement Universel 2021	Amendement
Annexes 1 et 2 du règlement délégué 2019/980 du 14 mars 2019		Chapitre – Section	Chapitre - Section
1.	Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente		
	1.1 Indication des personnes responsables	9.1.1. et 9.1.3	
	1.2 Déclaration des personnes responsables	9.1.2.	6.1
	1.3 Déclaration ou rapport d'expert	N/A	N/A
	1.4 Attestations relatives aux informations provenant de tiers	N/A	N/A
	1.5 Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente	Encart AMF	Encart AMF
2.	Contrôleurs légaux des comptes		
	2.1 Nom et adresse des contrôleurs légaux des comptes	9.2	
	2.2 Contrôleurs légaux ayant démissionné, ayant été écartés ou n'ayant pas été redésignés durant la période couverte	N/A	N/A
3.	Facteurs de risques	3	3
4.	Informations concernant l'émetteur		
	4.1 Raison sociale et nom commercial	7.1	5.1
	4.2 Lieu, numéro d'enregistrement et identifiant d'entité juridique (LEI)	7.1 et 4.1 – Note 2.1	5.1
	4.3 Date de constitution et durée de vie	7.1	5.1
	4.4 Siège social, forme juridique, législation, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire et site web	7.1	5.1
5.	Aperçu des activités		
	5.1 Principales activités	1.3	1.3
	5.2 Principaux marchés	1.3.3	1.3.3
	5.3 Événements importants dans le développement des activités	1.1.1/2.3.1/4.1 – Note 2.2 et 4.3 – Note 2	2.4.1 / 4.1 – note 1.3
	5.4 Stratégie et objectifs	1.1.2	1.1
	5.5 Dépendance à l'égard des brevets, licences, contrats industriels, commerciaux ou financiers ou de nouveaux procédés de fabrication	N/A	N/A
	5.6 Éléments sur lesquels est fondée toute déclaration de l'émetteur sur sa position concurrentielle	1.2.4	1.2.4
	5.7 Investissements	2.5.8	2.5.8
	5.7.1 Investissements importants réalisés	2.5.8.2	2.5.8.2

		Document d'Enregistrement Universel 2021	Amendement
Annexes 1 et 2 du règlement délégué 2019/980 du 14 mars 2019		Chapitre – Section	Chapitre - Section
5.7.2	Investissements en cours ou pour lesquels des engagements fermes ont déjà été pris	2.5.8.3	2.5.8.3
5.7.3	Coentreprises et entreprises dans lesquelles l'émetteur détient une part de capital susceptible d'avoir une influence significative sur l'évaluation de son actif et de son passif, de sa situation financière ou de ses résultats	2.8.2.4	
5.7.4	Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation, faite par l'émetteur, de ses immobilisations corporelles	2.5.8.5	
6.	Structure organisationnelle		
6.1	Description sommaire du Groupe	2.8.2.4	
6.2	Liste des filiales importantes	4.3 – Note 18	
7.	Examen de la situation financière et du résultat		
7.1	Situation financière	2.1/2.3/2.8/4.1 et 4.2	2.1/2.2/2.4
7.2	Résultats d'exploitation	2.3, 2.8, 4.1.1	2.4
8.	Trésorerie et capitaux		
8.1	Informations sur les capitaux	2.5	2.5
8.2	Source et montant des flux de trésorerie et description de ces flux de trésorerie	2.5	2.5
8.3	Besoins de financement et structure de financement	2.5	2.5
8.4	Informations concernant toute restriction à l'utilisation des capitaux ayant influé sensiblement ou pouvant influencer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur les opérations de l'émetteur	2.5	2.5
8.5	Informations concernant les sources de financement attendues nécessaires pour honorer les engagements visés au point 5.7.2.	2.5	2.5
9.	Environnement réglementaire		
9.1	Description de l'environnement réglementaire dans lequel l'émetteur opère et qui peut influencer de manière significative sur ses activités et toute mesure ou facteur de nature administrative, économique, budgétaire, monétaire ou politique ayant influé ou pouvant influencer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur les activités de l'émetteur	1.3.3	1.3.3
10.	Informations sur les tendances	2.2	2.3
10.1	Principales tendances ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente depuis la fin du dernier exercice jusqu'à la date du document d'enregistrement		
10.2	Tendance connue, incertitude ou demande ou engagement ou événement raisonnablement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur, au moins pour l'exercice en cours		
11.	Prévisions ou estimations du bénéfice	2.2	2.3
11.1	Prévisions ou estimations du bénéfice publiées		

		Document d'Enregistrement Universel 2021	Amendement
Annexes 1 et 2 du règlement délégué 2019/980 du 14 mars 2019		Chapitre – Section	Chapitre - Section
	11.2 Principales hypothèses sur lesquelles l'émetteur a fondé sa prévision ou son estimation		
	11.3 Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité aux méthodes comptables de l'émetteur		
12.	Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale		
	12.1 Informations concernant les membres des organes d'administration, de direction et de surveillance	6.1	
	12.2 Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de surveillance	6.3.1 et 6.2.2	
13.	Rémunération et avantages		
	13.1 Montant de la rémunération versée et avantages en nature octroyés par l'émetteur et ses filiales	6.3	
	13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées par ailleurs par l'émetteur ou ses filiales aux fins de versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	6.3	
	13.3 Valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société attribués aux mandataires sociaux	6.3	
14.	Fonctionnement des organes d'administration et de surveillance		
	14.1 Date d'expiration des mandats actuels et période durant laquelle la personne est restée en fonction	6.1	6.1
	14.2 Informations sur les contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur ou à l'une quelconque de ses filiales et prévoyant l'octroi d'avantages, ou une déclaration appropriée attestant de l'absence de tels avantages	6.2	
	14.3 Informations sur le comité d'audit et le comité de rémunération de l'émetteur	6.1 et 6.2	
	14.4 Déclaration de conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	6.2.1.3	6.2
	14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	N/A	
15.	Salariés		
	15.1 Nombre de salariés à la fin de la période couverte par les informations financières historiques ou nombre moyen durant chaque exercice de cette période et répartition des salariés par grande catégorie d'activité et par site	5.3	
	15.2 Participations au capital, options, attribution d'actions de performance	6.3.4	
	15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital social	7.2.10	5.2.10
16.	Principaux actionnaires		
	16.1 Nom de toute personne non membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance détenant, directement ou indirectement, un pourcentage du capital social ou des droits de vote de l'émetteur devant être notifié en vertu de la législation nationale applicable et montant de la participation ainsi détenue, ou déclaration appropriée en l'absence de telles personnes	7.3.1	5.3.1
	16.2 Existence de droits de vote différents	7.3.1	5.3.1

		Document d'Enregistrement Universel 2021	Amendement
Annexes 1 et 2 du règlement délégué 2019/980 du 14 mars 2019		Chapitre – Section	Chapitre - Section
	16.3 Détention ou contrôle, direct ou indirect, de l'émetteur	7.3.1	5.3.1
	16.4 Accord, connu de l'émetteur, dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle	7.3.7	5.3.7
17.	Transactions avec les parties liées		
	17.1 Détail des transactions avec des parties liées	4.1 - note 23 et 4.2 - note 19	4.1 - note 24
18.	Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur		
	18.1 Informations financières historiques		
	18.1.1 Informations financières historiques auditées pour les trois derniers exercices et rapport d'audit pour chacun de ces exercices	4.1 et 4.2	4.1
	18.1.2 Changement de date de référence comptable	N/A	N/A
	18.1.3 Normes comptables	4.1	4.1
	18.1.4 Changement de référentiel comptable	N/A	N/A
	18.1.5 Informations financières auditées établies conformément à des normes comptables nationales	4.1	4.1
	18.1.6 États financiers consolidés	4.1	4.1
	18.1.7 Date des dernières informations financières	4.1	4.1
	18.2 Informations financières intermédiaires et autres	4.1	N/A
	18.2.1 Informations financières semestrielles ou trimestrielles	N/A	N/A
	18.3 Audit des informations financières annuelles historiques		
	18.3.1 Audit indépendant des informations financières annuelles historiques	4.4	4.2
	18.3.2 Autres informations auditées par les contrôleurs légaux	5.8 et 8.4	
	18.3.3 Informations financières non tirées des états financiers audités	2.1.1 et 2.2.2	2.1 et 2.2
	18.4 Informations financières pro forma	N/A	N/A
	18.4.1 Modification significative des valeurs brutes		
	18.5 Politique en matière de dividendes	7.3.8	5.3.8
	18.5.1 Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable		5.3.8.1
	18.5.2 Montant du dividende par action	7.3.8	5.3.8.2
	18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	2.6	2.6
	18.6.1 Procédures significatives		
	18.7 Changement significatif de la situation financière de l'émetteur	2.7	2.7

		Document d'Enregistrement Universel 2021	Amendement
Annexes 1 et 2 du règlement délégué 2019/980 du 14 mars 2019		Chapitre – Section	Chapitre - Section
	18.7.1 Description		
19.	Informations complémentaires		
	19.1 Capital social	7.2	5.2
	19.1.1 Montant du capital émis et autorisé, nombre d'actions émises et totalement libérées et émises mais non totalement libérées, valeur nominale par action, rapprochement du nombre d'actions en circulation à la date d'ouverture et à la date de clôture de l'exercice		
	19.1.2 Informations relatives aux actions non représentatives du capital		
	19.1.3 Nombre, valeur nominale et valeur comptable des actions détenues par l'émetteur lui-même ou en son nom, ou par ses filiales		
	19.1.4 Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription		
	19.1.5 Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ ou toute obligation attaché(e) au capital autorisé, mais non émis, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital		
	19.1.6 Informations sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option		
	19.1.7 Historique du capital social		
	19.2 Actes constitutifs et statuts		
	19.2.1 Registre et objet social	7.1	5.1.8 et 5.17
	19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions existantes	7.1	5.1
	19.2.3 Dispositions de l'acte constitutif, des statuts, d'une charte ou d'un règlement de l'émetteur qui pourraient avoir pour effet de retarder, de différer ou d'empêcher un changement de son contrôle	7.3	5.1
20.	Contrats importants		
	20.1 Résumé de chaque contrat important	1.3.4.4	1.3.4.4
21.	Documents disponibles		
	21.1 Déclaration sur les documents pouvant être consultés	9.4	