

The logo for NEOEN is centered within a dark blue circle. The word "NEOEN" is written in a bold, sans-serif font. The letters "NEO" are white, and the letters "EN" are a golden-yellow color. The background of the entire page is a dark blue gradient with a pattern of golden-yellow dots and streaks, resembling a starry sky or a particle field.

NEOEN

DOCUMENT  
DE RÉFÉRENCE

Année : **2018**  
Incluant : **rapport financier annuel**

<b>INTRODUCTION</b>	<b>2</b>	<b>05 DÉVELOPPEMENT DURABLE ET RESPONSABILITÉ SOCIÉTALE</b>	<b>221</b>
Qui sommes-nous ?	2	5.1 Contribution positive aux objectifs de développement durable des Nations unies	222
Le mot du président	3	5.2 Prise en compte des sujets RSE et HSE dans la gestion des projets du Groupe	223
Performance du Groupe en 2018	4	5.3 Mesure des impacts	226
Les faits marquants 2018	6	5.4 Rapport de l'organisme tiers indépendant	227
Un leader multi-local	8	5.5 Plan de vigilance	229
Producteur d'énergies exclusivement renouvelables	10		
Le stockage au service du développement des énergies renouvelables	12	<b>06 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE</b>	<b>231</b>
Responsabilité sociale et environnementale	14	6.1 État de la gouvernance	232
Nos actionnaires	16	6.2 Organisation du gouvernement d'entreprise	238
Gouvernance	18	6.3 Rémunérations des mandataires sociaux	247
		6.4 Autres informations	258
<b>01 PRÉSENTATION</b>	<b>21</b>	<b>07 CAPITAL ET ACTIONNARIAT</b>	<b>265</b>
1.1 Présentation du Groupe	22	7.1 Renseignements concernant la Société	266
1.2 Stratégie du Groupe	24	7.2 Capital	268
1.3 Description du marché des énergies renouvelables	27	7.3 Actionnariat	272
1.4 Description des activités de Neoen	56	7.4 Marché du titre et relations avec les actionnaires	276
1.5 Modèle opérationnel	68		
1.6 Propriétés immobilières, usines et équipements	79	<b>08 ASSEMBLÉE GÉNÉRALE</b>	<b>279</b>
1.7 Contrats importants	80	8.1 Projet de résolutions	280
1.8 Propriété intellectuelle	80	8.2 Rapport du Conseil d'administration sur les projets de résolutions	288
		8.3 Rapports des commissaires aux comptes sur les opérations sur valeurs mobilières	294
<b>02 ACTIVITÉS ET PERSPECTIVES</b>	<b>83</b>	8.4 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	300
2.1 Résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2018	84		
2.2 Trésorerie et capitaux propres	98	<b>09 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES</b>	<b>303</b>
2.3 Informations sur les tendances et les objectifs	106	9.1 Personnes responsables	304
2.4 Autres informations	108	9.2 Commissaires aux comptes	304
		9.3 Informations financières historiques incluses par référence	305
<b>03 FACTEURS DE RISQUES</b>	<b>119</b>	9.4 Documents accessibles au public	305
3.1 Risques et incertitudes	120	9.5 Détail des projets	306
3.2 Assurances et gestion des risques	137	9.6 Tables de concordance	318
		9.7 Glossaire	322
<b>04 ÉTATS FINANCIERS</b>	<b>143</b>		
4.1 Comptes consolidés du groupe Neoen au 31 décembre 2018	144		
4.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	190		
4.3 Comptes annuels de Neoen S.A.	194		
4.4 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels de Neoen S.A.	216		

# 2018

## DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Incluant le rapport financier annuel



En application de son règlement général, notamment de l'article 212-13, l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») a enregistré le présent document de référence le 5 juin 2019 sous le numéro R.19-021. Ce document ne peut être utilisé à l'appui d'une opération financière que s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF. Il a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.

L'enregistrement, conformément aux dispositions de l'article L. 621-8-1-I du Code monétaire et financier, a été effectué après que l'AMF a vérifié que le document est complet et compréhensible et que les informations qu'il contient sont cohérentes. Il n'implique pas l'authentification par l'AMF des éléments comptables et financiers présentés.

Des exemplaires du présent document de référence (le « Document de référence ») sont disponibles sans frais auprès de Neoen, 6, rue Ménars, 75002 Paris, France, ainsi que sur les sites internet de Neoen ([www.neoen.com](http://www.neoen.com)) et de l'AMF ([www.amf-france.org](http://www.amf-france.org)).

Créé en 2008, Neoen s'est imposé en l'espace de dix ans comme un acteur indépendant et incontournable des énergies renouvelables dans le monde. Le Groupe fonde sa croissance rapide et rentable sur une stratégie de diversification géographique et technologique de ses actifs et de son portefeuille de projets, qui rend sa dynamique de développement et sa performance plus robustes.

Sur le plan géographique, Neoen était à fin 2018 actif dans 14 pays ; le Groupe est le premier producteur indépendant d'énergies renouvelables en France, en Australie, au Salvador, en Jamaïque et en Zambie.

Sur le plan technologique, Neoen développe et exploite des centrales solaires et éoliennes terrestres. De plus, le Groupe s'est doté d'une très forte expertise dans le stockage, afin d'apporter une réponse à l'intermittence de ces énergies et de favoriser leur essor.

Avec une capacité en opération et en construction de 2,3 GW et près de 900 MW de projets additionnels sécurisés au 31 décembre 2018, Neoen a doublé de taille en l'espace de 18 mois. Neoen a démontré sa capacité à mener des projets de bout en bout pour produire l'énergie la plus compétitive, et peut se prévaloir de nombreux succès de premier plan. En particulier, Neoen exploite le parc solaire le plus puissant d'Europe à Cestas en France (300 MWc) et la plus grande centrale de stockage lithium-ion au monde à Hornsdale en Australie (100 MW / 129 MWh). S'appuyant sur une performance financière robuste et ayant mené avec succès son introduction sur Euronext Paris, le Groupe vise une capacité en opération et en construction d'au moins 5 GW en 2021.

Neoen est un acteur intégré, présent sur les quatre étapes du cycle de vie d'un actif : le développement et la conception, le financement, la maîtrise d'ouvrage, puis l'exploitation. Le modèle intégré de Neoen est celui d'un producteur indépendant qui garde le contrôle de ses actifs et les exploite lui-même, lui permettant d'être garant de leur qualité sur le long terme.

Neoen se développe avec audace à travers le monde en imaginant, concevant et déployant des solutions énergétiques innovantes, compétitives et performantes qui lui ont permis de devenir l'un des leaders mondiaux des énergies renouvelables.

Neoen agit avec une intégrité absolue, partout et en toutes circonstances, et ne choisit que des partenaires qui agissent selon ce même principe. Cette intégrité permet de conduire les projets en toute transparence, partout dans le monde.



**228** M€  
Chiffre d'affaires  
2018



**174** M€  
EBIDTA  
2018



**2,3** GW  
Capacité en opération  
et en construction  
au 31 décembre 2018



**14** pays  
Présence géographique  
au 31 décembre 2018

« Neoen est le premier producteur indépendant français d'énergies renouvelables et l'un des plus dynamiques au monde »

## XAVIER BARBARO

Président-directeur général

2018 a marqué une étape importante du développement de Neoen, qui compte désormais parmi les grands acteurs des énergies renouvelables. Dorénavant cotée sur Euronext Paris, Neoen a confirmé par de très bons résultats le dynamisme de sa croissance. Neoen a aussi prouvé sa capacité à renouveler un pipeline de projets susceptibles d'alimenter le portefeuille à différents horizons de temps, tout en faisant progresser ceux qui étaient déjà sécurisés.

Avec près de 3 GW en opération et en construction fin mai 2019, Neoen est le premier producteur indépendant français d'énergies renouvelables et l'un des plus dynamiques au monde.

Notre positionnement est différenciant sur plusieurs points : d'abord parce que nous sommes un *pure player* des énergies renouvelables, avec un mix technologique complet (solaire, éolien, stockage) et une expertise de pointe nous permettant de mener de bout en bout des projets de grande ampleur dans chacun de ces segments. Notre modèle *develop to own* est également distinctif : nous développons nos propres projets, et nous conservons nos actifs sur le très long-terme pour créer de la valeur dans la durée.

Au quotidien, ce sont nos valeurs – audace, intégrité, engagement, esprit de corps – qui guident nos actions et nos relations avec l'ensemble de nos interlocuteurs.

Partagées par nos 197 collaborateurs de plus de 20 nationalités, elles sont le socle de notre identité et les repères intangibles de notre comportement au quotidien.

Cela se traduit notamment par une grande discipline dans la gestion opérationnelle et financière de l'activité, gestion qui se veut exemplaire ; dans sa gouvernance, conforme aux recommandations AFEP-MEDEF ; et dans le choix des projets : Neoen ne s'engage que sur des projets à parité réseau, dont la compétitivité ne dépend pas de subventions dont la pérennité est toujours incertaine. C'est avec cette même exigence que nous veillons à l'équilibre de notre portefeuille entre les géographies, à la diversité de notre mix technologique, et à la solidité financière des partenaires et clients avec lesquels nous nous engageons sur le long-terme.



Cette discipline n'est pas incompatible, bien au contraire, avec l'esprit entrepreneurial qui nous anime depuis dix ans. C'est grâce à notre agilité et à notre capacité à nous adapter à de nouveaux environnements que nous avons pu devenir un acteur incontournable des énergies renouvelables dans le monde. Ce développement s'est poursuivi en 2018, avec le lancement de projets dans deux nouveaux pays : Finlande et Colombie.

C'est en s'appuyant sur ces éléments que Neoen a mené avec succès son introduction en bourse, dans un contexte de marché particulièrement exigeant. Nous avons levé 697 millions d'euros, ce qui fait de cette opération, et de très loin, la plus importante levée de fonds en 2018 sur Euronext Paris.

Notre actionnaire historique, IMPALA, avec qui nous partageons la même vision de long-terme, a renouvelé à cette occasion sa confiance en Neoen, en apportant de nouveaux fonds et en confirmant son rôle d'actionnaire majoritaire.

Et c'est avec beaucoup d'enthousiasme que nous poursuivons en 2019 notre développement avec la même exigence, et fidèles à notre mission : produire localement, durablement et à grande échelle, l'électricité renouvelable la plus compétitive.



Neoen a connu en 2018 une forte hausse de ses résultats annuels et a confirmé ses perspectives de croissance à l'horizon 2021. L'importante progression de son chiffre d'affaires 2018 est principalement liée à la contribution en année pleine des actifs qui ont été mis en service dans le courant de l'exercice 2017 ainsi qu'à l'entrée en opération de nouvelles centrales en 2018. Réalisée de manière organique, cette croissance a porté la capacité en opération de Neoen à 1 492 MW, soit le raccordement de 391 MW additionnels par rapport à fin 2017. L'activité de Neoen se caractérise par ailleurs par sa forte récurrence : plus de 85 % du chiffre d'affaires de la société provient des « ventes d'énergies sous contrat », réalisées dans le cadre de contrats d'achat à long terme de l'électricité produite. À fin 2018, la durée résiduelle moyenne de ces contrats était supérieure à 15 ans, et le montant total des revenus cumulés garantis aux termes des contrats d'achat sécurisés s'élevait à 5,7 milliards d'euros.

L'EBITDA de la société ressort à 174,4 M€, en progression de 71 % par rapport à l'exercice précédent et dans le haut de la fourchette que nous avons annoncée. Cette forte progression est avant tout liée à la croissance des activités solaire et éolienne. La société a également bénéficié de la contribution sur toute l'année de sa centrale biomasse, d'une bonne maîtrise de ses charges d'exploitation, et d'un impact positif de l'application de la norme IFRS 16. Il en résulte une amélioration substantielle de la marge d'EBITDA : celle-ci s'établit à 77 % du chiffre d'affaires consolidé contre 73 % sur la même période de l'exercice passé.

Le bilan de la société à fin décembre 2018, en hausse de 42 % à 2,6 milliards d'euros, illustre la forte progression de l'activité de la société et le renforcement significatif de sa solidité financière à la suite de son introduction en bourse.

Enfin, l'année 2018 a été marquée par la forte progression du parc d'actifs en opération et en construction (+730 MW par rapport à fin 2017), et ce sur chacune de nos 3 zones géographiques d'activité : Australie, Europe – Afrique, et Amériques. Simultanément, le Groupe a continué à faire progresser les projets déjà sécurisés, tout en poursuivant avec dynamisme le développement de nouveaux projets. Comptant à fin 2018 plus de 3,3 GW de projets au stade *advanced development*, en progression nette de plus de 1,8 GW, le portefeuille de Neoen, actifs et projets confondus, s'établissait au 31 décembre 2018 à 7,7 GW, en hausse de 2 GW sur l'année.



**+ 63 %**

**Chiffre d'affaires 2018,  
par rapport à 2017**



**77 %**

**Marge d'EBITDA 2018,  
par rapport à 73 % en 2017**



**+ 92 %**

**Résultat opérationnel 2018,  
par rapport à 2017**



**+ 2 GW**

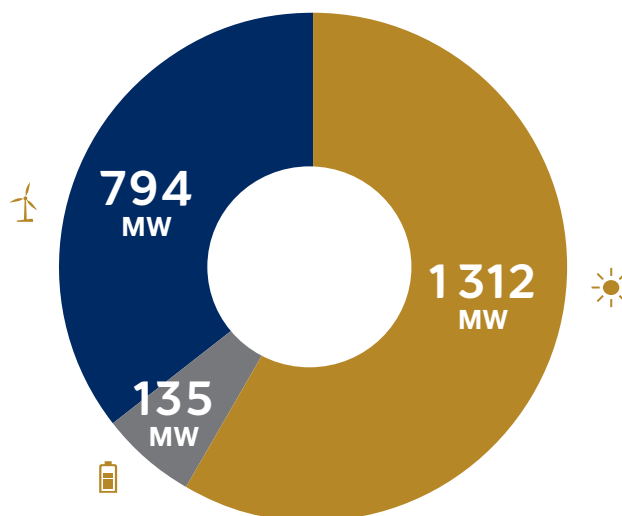
**Croissance du portefeuille  
sur l'année 2018**



**x 6,0**

**Dettes nettes / EBITDA  
au 31 décembre 2018**

  
**2,3 GW**  
 Capacité  
 en opération  
 et en construction  
 au 31 décembre 2018



15 MW additionnels de biomasse (non représentés sur ce graphique)

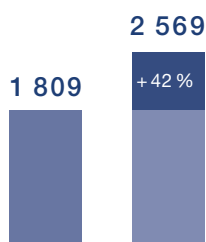
  
**228 M€**  
 Chiffre d'affaires  
 2018

  
**174 M€**  
 EBITDA  
 2018

  
**2 569 M€**  
 Bilan au 31 décembre 2018  
 +42 % par rapport au 31 décembre 2017

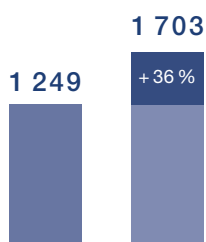
Source: comptes consolidés et audités pour l'exercice clos au 31 décembre 2018

Bilan (M€)  
 au 31 décembre 2018



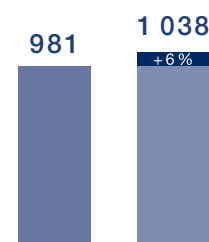
2017 2018

Immobilisations corporelles (M€)  
 au 31 décembre 2018



2017 2018

Dette nette consolidée (M€)  
 au 31 décembre 2018



2017 2018

COURS DE L'ACTION

**18,94 €**  
 cours au 31 décembre 2018

16,50 € cours d'introduction  
 le 17 octobre 2018



Prix EURONEXT de l'introduction  
 en bourse 2018



## BULGANA

*Mars 2018.* Neoen lance en Australie le projet Bulgana Green Power Hub, un site constitué d'un parc éolien de 194 MW et d'une batterie de stockage de 20 MW / 34 MWh. Détenu à 100 % par Neoen, ce projet a permis la signature avec Nectar Farms d'un contrat décennal d'achat d'énergie (PPA) pour la fourniture d'une énergie compétitive et fiable à son parc de serres, un premier partenariat de ce type dans l'agroalimentaire au niveau mondial.

## HEDET

*Septembre 2018.* Neoen signe un contrat de vente d'électricité verte avec Google, portant sur la totalité de la production de la centrale éolienne de Hedet, en Finlande. D'une capacité totale de 81 MW, détenue à 80 % par le Groupe, Hedet, dont le financement a été bouclé début 2019, est le premier projet de Neoen en Finlande, pays dans lequel Neoen compte accélérer son développement.



## INTRODUCTION EN BOURSE

*Octobre 2018.* Neoen s'introduit avec succès sur le marché réglementé d'Euronext Paris, avec une levée de près de 700 millions d'euros. Société en très forte croissance et rentable depuis 2011, Neoen dispose ainsi de moyens supplémentaires pour financer la poursuite de son développement. L'actionnaire majoritaire de Neoen, Impala, a souscrit à l'offre afin de demeurer l'actionnaire majoritaire de la Société.





## COLEAMBALLY

*Novembre 2018.* Neoen met en opération la plus grande centrale solaire d'Australie. D'une capacité de 189 MWc, détenue à 100 % par Neoen, Coleambally conforte le statut du Groupe de premier producteur indépendant d'énergies renouvelables d'Australie.

## APPEL D'OFFRES FRANCE

*Novembre 2018.* Neoen devient le premier lauréat de l'appel d'offres gouvernemental bi-technologique, avec 66 MWc remportés, et conforte sa position de leader indépendant du solaire en France. Détenus à 100 % par Neoen, les 5 projets lauréats, tous photovoltaïques, illustrent la capacité du Groupe à développer des projets à la fois compétitifs économiquement, intégrés aux territoires et riches en innovation et en contenu industriel français.



## HORNSDALE POWER RESERVE

*Décembre 2018.* La performance de la centrale australienne de stockage Hornsdale Power Reserve est largement supérieure aux attentes. Raccordée en 2017, la plus grande batterie lithium-ion au monde (100 MW / 129 MWh) a non seulement contribué à générer près de 40 millions de dollars australiens d'économies pour les utilisateurs du réseau, mais également à soutenir la politique pionnière de développement des énergies renouvelables du gouvernement de South Australia, ouvrant la voie à de nombreux nouveaux projets de batteries dans le pays.

Le Groupe privilégie une croissance organique par le biais d'une stratégie de *leadership* multi-local, en s'appuyant sur des équipes locales qui sont autant de moteurs pour le développement de nouveaux projets.

Le développement dans un nouveau pays suit toujours trois étapes :

- D'abord, l'identification d'un marché à fort potentiel, en évaluant ses besoins énergétiques et la possibilité de les satisfaire avec des renouvelables. Lors de cette première étape sélective, le Groupe applique une liste de critères exigeants préétablis, notamment quant à la possibilité de construire des actifs à « parité réseau », c'est-à-dire intrinsèquement compétitifs.
- Puis, la pénétration du marché, grâce à la participation à des procédures d'appel d'offres, ou occasionnellement par des discussions bilatérales avec des acheteurs potentiels ; cette étape peut être pilotée depuis la France ou par des équipes locales.
- Enfin, la consolidation et l'expansion de notre présence à travers le renforcement des équipes locales et la constitution des compétences nécessaires pour générer et gérer de manière autonome les projets de développement, permettant à Neoen de se positionner comme *leader* sur ce marché.

Le Groupe se donne pour objectif de développer une présence de premier plan sur chacun de ses marchés cibles, à ce jour répartis sur trois zones : Europe-Afrique, Australie et Amériques. Neoen veille à rester essentiellement implanté dans des pays appartenant à l'OCDE.



Au 31 décembre 2018

14  
Pays



  
**4**  
 Continents

  
**48**  
 Centrales en opération

  
**17**  
 Centrales en construction

Acteur majeur des énergies renouvelables, Neoen privilégie la production d'électricité verte à partir d'énergies renouvelables telles que le solaire et l'éolien, qui ont apporté la preuve de leur maturité. Neoen s'est aussi doté d'une très forte expertise dans le stockage afin de pouvoir apporter une réponse à l'intermittence de ces énergies, et ainsi conforter leur essor. Neoen est un acteur intégré, présent sur toutes les étapes du cycle de vie, qui développe ses propres centrales dans l'optique de les exploiter sur le long terme.



## SOLAIRE

Le solaire est l'énergie renouvelable la plus abondante sur Terre, et la plus rapide à déployer. C'est aussi celle sur laquelle l'innovation technologique s'est le plus fortement concentrée, et qui a connu ces dernières années les gains de productivité les plus spectaculaires, rendant ces installations intrinsèquement compétitives dans un grand nombre de pays. L'énergie solaire a été la première technologie déployée par Neoen. Elle reste aujourd'hui la principale activité du Groupe, qui est convaincu de son très fort potentiel de développement, dans un nombre de géographies croissant.





## ÉOLIEN

L'éolien terrestre est également une énergie renouvelable mature, à la compétitivité avérée. Pour Neoen, elle s'inscrit en complémentarité du photovoltaïque, là où la ressource en vent est particulièrement abondante, comme par exemple dans les grands espaces australiens ou dans certaines régions de France. Neoen concentre aujourd'hui ses installations éoliennes dans ces deux pays, où le Groupe dispose par ailleurs d'un important portefeuille de projets en développement.



## STOCKAGE

Le stockage est la meilleure réponse à l'intermittence des énergies renouvelables. Avec un prix divisé par trois sur les quatre dernières années, le stockage peut désormais être déployé à échelle industrielle, ce qui ouvre de nouveaux horizons pour les énergies solaire et éolienne : lissage de la production injectée sur les réseaux, services aux réseaux, éligibilité aux marchés non interconnectés... Neoen a développé et exploite le plus grand système de stockage par batteries lithium-ion au monde en Australie (Hornsedale Power Reserve), en partenariat avec Tesla.





Le stockage d'énergie occupe une place importante au sein de l'activité du Groupe pour accompagner l'essor de ses activités solaire et éolienne. Il s'agit à la fois d'une fonction support dans l'intégration des installations photovoltaïques et éoliennes, et d'un service à part entière, source indépendante de revenus.

Ainsi, le Groupe a investi dans deux installations indépendantes de stockage d'énergie directement raccordées au réseau : Hornsdale Power Reserve en Australie, en service depuis fin 2017, et Azur Stockage en France, la plus grande centrale de stockage stationnaire d'électricité en France métropolitaine, mise en service au premier trimestre 2019. Il exploite par ailleurs une installation de stockage couplée à la centrale solaire de DeGrussa, en Australie. Enfin, le parc éolien de Bulgana en Australie, et le parc solaire de Capella au Salvador, tous deux en construction, intégreront chacun une installation de stockage d'énergie.

## TOTAL UNITÉS DE STOCKAGE EN OPÉRATION ET EN CONSTRUCTION



**172 MWh**

Énergie stockée



**135 MW**

Puissance en opération et en construction

## HORNSDALE POWER RESERVE



**129 MWh**

Énergie stockée



**100 MW**

Puissance



En opération



**AUSTRALIE**

Méridionale

### AZUR STOCKAGE



**6 MWh**  
Énergie stockée



**6 MW**  
Puissance



En opération



**FRANCE**  
Région Nouvelle Aquitaine

### BULGANA STORAGE



**34 MWh**  
Énergie stockée



**20 MW**  
Puissance



En construction



**AUSTRALIE**  
Victoria

### DEGRUSSA



**1,4 MWh**  
Énergie stockée



**6 MW**  
Puissance



En opération



**AUSTRALIE**  
Occidentale

### CAPELLA STORAGE



**1,5 MWh**  
Énergie stockée



**3 MW**  
Puissance



En construction



**SALVADOR**

## ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX

Neoen est particulièrement attentif aux enjeux liés à la protection de l'environnement, et à la façon dont ses activités et celles de ses co-contractants s'y inscrivent. Cette exigence du Groupe se traduit par la réalisation systématique d'études d'impact environnemental pour tous ses projets, et par la mise en place de mesures spécifiques allant au-delà de la réglementation lorsque le Groupe estime que c'est nécessaire. Le Groupe a recours à des technologies innovantes et respectueuses de l'environnement, ce qui lui permet de limiter au strict minimum son impact potentiel sur celui-ci. L'engagement environnemental du Groupe se caractérise également par une politique de protection de la biodiversité et des espèces présentes sur les différents sites.

## ENGAGEMENTS SOCIAUX

Tous les collaborateurs de Neoen et ses co-contractants s'engagent à respecter les standards les plus élevés en termes d'éthique des affaires et en matière sociale. Neoen porte une attention particulière au droit du travail et aux conditions d'hygiène et de sécurité. L'identification des risques potentiellement engendrés par son activité a permis la mise en place de processus stricts de contrôle et de suivi faisant l'objet d'une revue trimestrielle. En outre, des engagements spécifiques sont souvent pris en faveur des communautés voisines des centrales.

## ENGAGEMENTS SOCIÉTAUX ET CULTURELS

Par la nature même de son activité, Neoen est un acteur de proximité. Conscient de son rôle particulier en matière de développement local, Neoen favorise le recours à des entreprises locales. Le Groupe complète son action en soutenant des projets d'économie sociale et solidaire, en promouvant les énergies renouvelables, et enfin en favorisant l'accès à l'électricité. À ce titre, Neoen valorise la formation universitaire dans le secteur des énergies renouvelables grâce au financement de bourses académiques et en aidant la création d'un institut technologique spécialisé. De plus, Neoen soutient des projets locaux de développement économique tels que des routes, des infrastructures d'approvisionnement en eau et en électricité, et s'associe à différentes associations afin de soutenir l'accès à une électricité plus propre et plus sûre, dans des pays où le Groupe n'est pas implanté.

Enfin, Neoen contribue à la préservation des cultures et des communautés aborigènes en Australie grâce au soutien à des fonds culturels et à l'implantation de lieux de mémoire culturelle.

## VIGEO A1

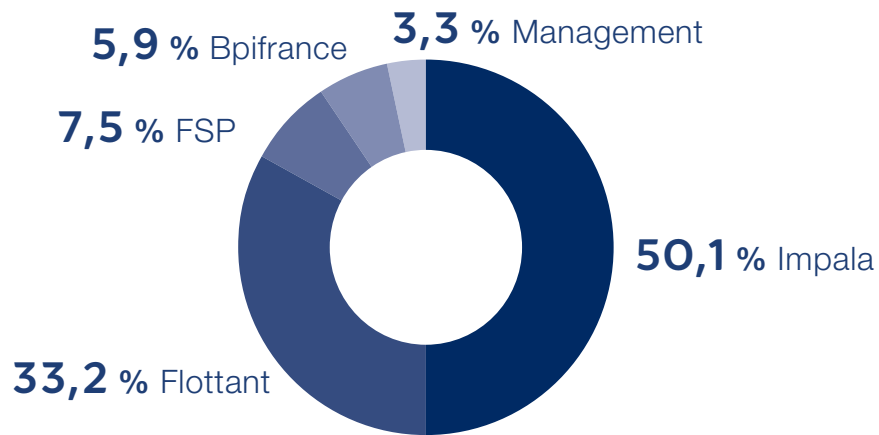
En cohérence avec ses convictions, le Groupe a très tôt intégré la composante environnementale dans les modes de financement de ses projets. Dans ce cadre, Neoen a réalisé une première émission de 40 millions d'euros d'obligations vertes (*green bonds*) en octobre 2015, puis une nouvelle émission de 245 millions d'euros en décembre 2017. En septembre 2018, le Groupe a volontairement initié une démarche de *corporate rating* auprès de Vigeo Eiris. L'obtention de la note A1 a confirmé l'appartenance du groupe au 1<sup>er</sup> quartile des entreprises notées par Vigeo Eiris et place Neoen dans les 4 % des entreprises les mieux notées par l'organisme.







ACTIONNARIAT



50,1 %  
IMPALA

**Impala**, groupe détenu et dirigé par Jacques Veyrat et sa famille, dispose aujourd’hui de plus de 550 millions d’euros de fonds propres et est présent dans plus de 30 pays. Impala choisit des projets à fort potentiel de développement international dans quatre secteurs principaux : l’énergie, l’industrie, les marques et la finance. L’investissement des sociétés du groupe s’élève à plus de 300 millions d’euros par an, et celles-ci emploient environ 6 000 personnes. Impala pense qu’une entreprise tire sa force de la cohérence d’un projet conduit par une équipe de management de qualité parfaitement soutenue par un actionnaire flexible. Impala est actionnaire de contrôle, n’a pas de contrainte de temps et ne s’inscrit pas dans une logique de revente.

7,5 %

FSP

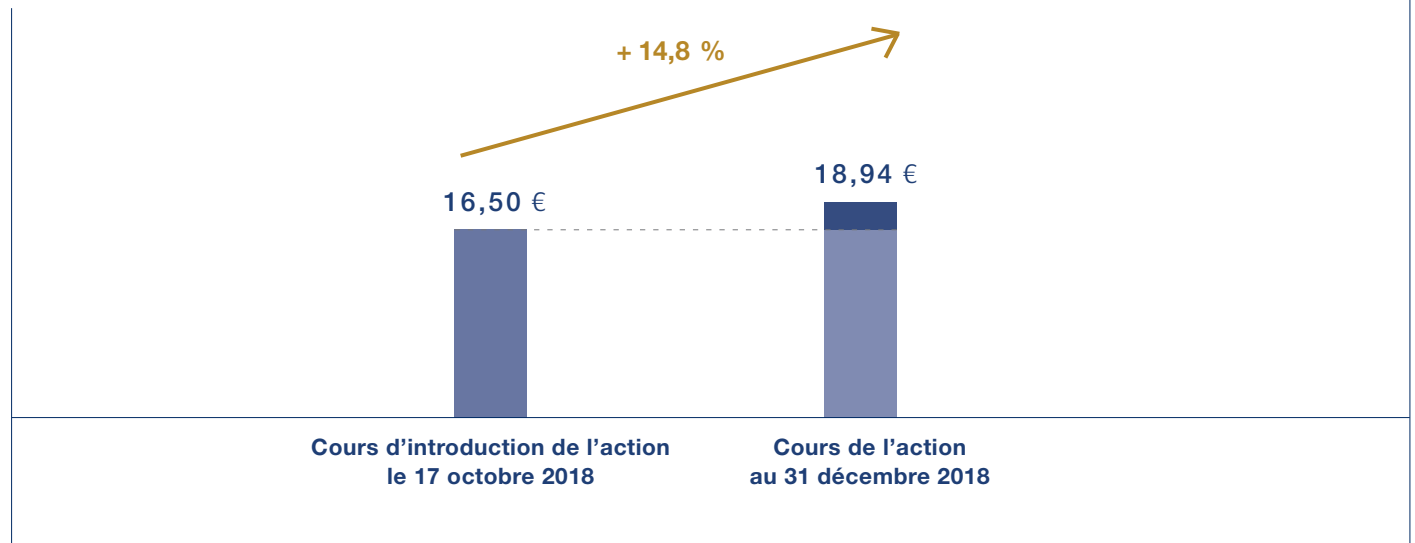
**Le Fonds Stratégique de Participations (FSP)** est une société d’investissement à capital variable enregistrée auprès de l’Autorité des Marchés Financiers, destinée à favoriser l’investissement de long terme en actions, en prenant des participations qualifiées de « stratégiques » dans le capital de sociétés françaises. Sept compagnies d’assurances (BNP Paribas Cardif, CNP Assurances, Crédit Agricole Assurances, SOGECAP - Société Générale Insurance, Groupama, Natixis Assurances et Suravenir) sont aujourd’hui actionnaires du FSP et siègent à son conseil d’administration. À ce jour le FSP comprend sept compartiments, investis dans le capital des sociétés ARKEMA, SEB, SAFRAN, EUTELSAT COMMUNICATIONS, TIKEHAU CAPITAL, ELIOR GROUP et NEOEN. Le FSP continue l’étude d’opportunités d’investissement dans le capital de sociétés françaises.

5,9 %  
bpi**france**

**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 impliquée dans le secteur des énergies renouvelables, avec près de 2,2 Md€ mobilisés pour financer et investir dans la transition écologique et énergétique, et voit dans les entreprises de ce secteur de véritables catalyseurs de compétitivité pour l’économie française.



## ÉVOLUTION DU COURS DE BOURSE






## CALENDRIER FINANCIER



MANAGEMENT



CONSEIL D'ADMINISTRATION

 <p><b>XAVIER BARBARO</b> Président du conseil d'administration Impala</p>	 <p><b>STÉPHANIE LEVAN</b> Impala</p>	<p>Au 31 décembre 2018*</p> <p><b>42 %</b> Membres indépendants</p> <p><b>42 %</b> Membres féminins</p> <p><b>42 ans</b> Moyenne d'âge</p> <p><b>93 %</b> Taux moyen de présence</p> <p><small>*Statistiques 2018 établies sur la base des administrateurs, sans prise en compte du censeur</small></p>
<p><b>SIMON VEYRAT</b> Impala</p> 	<p><b>CÉLINE ANDRÉ</b> Représentante BPI France Investissements</p> 	
 <p><b>CHRISTOPHE GÉGOUT</b> Représentant FSP Administrateur indépendant Président du comité d'audit</p>	 <p><b>HELEN LEE BOUYGUES</b> Administrateur indépendant Administrateur référent</p>	
<p><b>BERTRAND DUMAZY</b> Représentant de Sixto Administrateur indépendant Président du comité des nominations et des rémunérations</p> 	<p><b>JACQUES VEYRAT</b> Censeur</p> 	







# 01

## PRÉSENTATION

1.1	PRÉSENTATION DU GROUPE	22	1.5	MODÈLE OPÉRATIONNEL	68
1.1.1	Histoire	22	1.5.1	Un développeur et producteur d'électricité indépendant et compétitif avec un modèle <i>develop-to-own</i>	68
1.1.2	Présentation du Groupe	22	1.5.2	Un leadership multi-local	69
1.1.3	Environnement concurrentiel	24	1.5.3	Détention des actifs	70
1.2	STRATÉGIE DU GROUPE	24	1.5.4	Planification et développement des projets	70
1.3	DESCRIPTION DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	27	1.5.5	Financement des projets	73
1.3.1	Un marché mondial des énergies renouvelables en forte expansion et soutenu par des dynamiques de marché durables	27	1.5.6	Vente de l'électricité par le Groupe	76
1.3.2	Structure des marchés	32	1.5.7	Capter la valeur finale au-delà de l'échéance des contrats de vente d'électricité	79
1.3.3	Marchés nationaux des énergies renouvelables	34	1.6	PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS	79
1.4	DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DE NEOEN	56	1.6.1	Actifs de production du Groupe	79
1.4.1	Secteurs opérationnels	56	1.6.2	Actifs immobiliers détenus ou occupés par le Groupe	79
1.4.2	Marchés géographiques	65	1.7	CONTRATS IMPORTANTS	80
1.4.3	Clients du Groupe	66	1.8	PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE	80
1.4.4	Contrats et fournisseurs significatifs	68	1.8.1	Recherche et développement	80
			1.8.2	Propriété intellectuelle	81



## 1.1 PRÉSENTATION DU GROUPE

### 1.1.1 HISTOIRE

Créée en 2008 sous le nom Direct Énergie Renouvelable, puis rebaptisée Neoen en 2011, la Société a eu dès sa création l'ambition de devenir un acteur majeur et indépendant de la production d'électricité d'origine renouvelable. Elle a rapidement développé un portefeuille significatif de projets en France et a vu ses engagements se concrétiser par l'installation d'une première centrale solaire photovoltaïque en 2009, suivie par la construction d'un premier parc éolien en 2011. En 2012, le Groupe a remporté son premier appel d'offres dans le secteur solaire, à l'occasion des procédures dites « CRE 1 » initiées par la Commission de régulation de l'énergie (la « CRE »).

L'année 2014 a été une année charnière pour le Groupe. Celui-ci a vu se réaliser des projets clés pour son activité comme le montage financier et industriel du parc solaire de Cestas d'une capacité en opération de 300 MW, répartis en 25 centrales sur environ 260 hectares (ce qui en fait le plus puissant parc photovoltaïque d'Europe) ou la mise en service de nombreux projets solaires comme Ygos, Luxey et Geloux en France ou Seixal, Cabrela et Coruche au Portugal ainsi que la mise en service du projet éolien La Montagne en France. En juin de cette même année, le Groupe a également remporté son premier appel d'offres pour un projet solaire en Amérique Centrale avec la centrale Providencia Solar (75,4 MWh) au Salvador. Le Groupe poursuit sa dynamique en 2015 et 2016, en remportant en mars 2017 la première tranche des appels d'offres solaires « CRE 4 » organisé par le Ministre de l'Environnement et de l'Énergie (à hauteur de 86 MW sur les 535 MW alloués).

L'internationalisation du Groupe s'est intensifiée à partir de 2013 avec le Mexique, puis l'Australie et le Salvador en 2014. Puis la Jamaïque et l'Argentine en 2016, et en 2017 la Zambie et la Finlande. Enfin, en 2018, le Groupe déploie des projets aux États-Unis et au Mozambique. À la date du présent document, le Groupe dispose de 16 bureaux répartis dans 12 pays.

Initialement filiale à 100% du groupe Direct Énergie (qui était en 2008 contrôlé par le groupe Louis Dreyfus), la Société a rapidement ouvert son actionariat à d'autres investisseurs. Signe de l'amorce d'une nouvelle phase de développement pour le Groupe, la Société et ses actionnaires historiques (Impala et les fonds FPCI Capenergie et FPCI Capenergie II, représentés par leur société de gestion Omnes Capital) ont conclu avec le fonds FPCI ETI 2020, représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement, en août 2014, un protocole d'investissement prévoyant l'entrée du fonds FPCI ETI 2020 au capital de la Société pour un montant total de 25 millions d'euros, dont une partie par voie d'acquisition d'actions auprès du FPCI Capenergie et le solde par voie d'apports de fonds destinés à l'investissement de la Société dans de nouvelles capacités de production. Cette entrée au capital a été réalisée en octobre 2014.

Par ailleurs, afin d'associer ses collaborateurs aux résultats de son activité, la Société a ouvert son capital aux salariés du Groupe à travers plusieurs programmes d'accès au capital, dès 2009. Enfin, à partir de 2015, le Groupe a diversifié ses sources de financement en réalisant sa première émission obligataire certifiée verte (*green bonds*) en octobre 2015 d'un montant de 40 millions d'euros, avec une maturité de 18 ans, sans recours sur la Société, et exclusivement remboursée par les flux de trésorerie futurs générés par un portefeuille composé de 13 projets solaires et éoliens, situés en France et au Portugal et totalisant une capacité en opération de 100 MW.

Le 17 octobre 2018, Neoen a réalisé son introduction en bourse sur le compartiment A du marché réglementé d'Euronext à Paris. Après exercice de l'option de sur-allocation, la taille de l'opération s'est élevée à 697 millions d'euros, ce qui fait de cette opération la plus importante levée de fonds en 2018 sur Euronext Paris.

### 1.1.2 PRÉSENTATION DU GROUPE

Fondé en 2008, le Groupe est un producteur indépendant d'énergie renouvelable de premier plan à travers le monde, en forte croissance, dont l'activité se concentre sur la production d'énergie solaire et éolienne, ainsi que sur le développement de solutions de stockage d'énergie. Le Groupe a acquis une expertise industrielle reconnue dans le développement et l'opération de projets de grande envergure et a constitué un portefeuille diversifié d'actifs en opération de haute qualité ainsi qu'un *pipeline* important et équilibré de projets. Au 31 décembre 2018, le Groupe était actif dans 14 pays et détenait et exploitait des installations photovoltaïques, éoliennes et de stockage, représentant une capacité sécurisée (*secured portfolio*) de 3 156 MW, ce *secured portfolio* se décomposant en projets en opération (1 492 MW), en construction (764 MW) et *awarded* (899 MW), à laquelle s'ajoutent 15 MW d'une capacité relative à la centrale biomasse du Groupe. De plus, le Groupe disposait d'un portefeuille de projets avancés (*advanced pipeline* correspondant aux projets en phase *tender-ready* et *advanced development*) d'une capacité de 4 525 MW. En complément de cette capacité cumulée (*secured portfolio* et *advanced pipeline*) de 7,7 GW, le Groupe détient plus de 4 GW de projets *early stage*. Au 28 février 2019, le Groupe disposait de 2 646 MW d'installations en opération et en construction, en tenant compte de l'entrée en construction de 390 MW de projets qui étaient en phase *awarded* au 31 décembre 2018.

Le Groupe a constitué une base financière solide en dix ans d'activité en s'appuyant sur un *business model* éprouvé, offrant pour l'avenir un grand potentiel de croissance et d'extension à de nouvelles géographies, à mesure que le secteur des énergies renouvelables devient de plus en plus compétitif par rapport aux sources d'énergie traditionnelles.

Au 31 décembre 2018, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 227,6 millions d'euros, un EBITDA courant de 174,4 millions d'euros et un résultat net consolidé de 13,5 millions d'euros. Pour plus d'informations sur l'évolution du chiffre d'affaires, le lecteur est invité à se reporter à la Section 2.1.4.1 « Chiffre d'affaires » du présent document.

Dans le cadre de l'évaluation et du développement de projets photovoltaïques et éoliens, le Groupe se concentre sur des technologies matures, éprouvées et financièrement viables qui ont atteint ou sont proches d'atteindre la parité réseau, tout en étant technologiquement agnostique (même si le Groupe est centré sur le solaire et l'éolien) et en maintenant une totale liberté vis-à-vis de ses fournisseurs industriels. Le Groupe recherche principalement des opportunités par le biais de participations à des procédures d'appels d'offres (publics ou privés), en priorité dans les pays de l'OCDE, et a obtenu un succès notable dans le cadre de ces procédures. Son expertise industrielle et sa structuration financière rigoureuse lui permettent de cibler des développements de projets de grande envergure, de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de MW. Le Groupe investit sur le long terme en développant les projets (ou, dans certains cas, en les acquérant en phase de développement), en sécurisant leur financement et en assurant lui-même leur opération. L'électricité produite est vendue principalement dans le cadre de contrats de vente d'électricité à long terme auprès d'acteurs étatiques, de fournisseurs d'électricité et, dans certains cas, à des acheteurs privés robustes. Le Groupe vend également, en fonction des opportunités et dans une moindre mesure, l'électricité qu'il produit au titre de contrats court terme ou sur le marché de l'électricité (marché *spot*).

Cette approche permet au Groupe de disposer d'un portefeuille d'actifs de grande qualité et diversifié, dont il est, pour la plupart, l'unique propriétaire. Il bénéficie d'une visibilité significative sur son chiffre d'affaires grâce à la durée résiduelle moyenne des contrats de vente d'électricité, qui était de plus de 15 ans au 31 décembre 2018. À cette même date, les contrats de vente d'électricité signés par le Groupe pour les projets en opération, en construction et en phase *awarded* représentaient un total de 5,7 milliards d'euros de chiffre d'affaires. Le Groupe finance ses projets essentiellement par des fonds propres et par des financements de projets long terme, sans recours ni risque de refinancement.

Le portefeuille d'actifs du Groupe en opération comprenait, au 31 décembre 2018, 30 installations photovoltaïques, 16 installations éoliennes, 2 installations de stockage d'énergie et une installation biomasse (pour une capacité en opération totale 1 492 MW, dont 100 MW correspondant aux installations de stockage d'énergie indépendantes (par opposition aux solutions de stockage d'énergie *behind the meter* couplées à des centrales de production d'énergie solaire ou éolienne dont la capacité en opération à cette même date s'établissait à 6 MW). En plus de ces installations, le Groupe dispose de projets qui ne sont pas encore rentrés en opération, présentés ci-après :

- projets en phase *under construction* : 10 projets photovoltaïques, 4 projets éoliens et 3 projets de stockage (29 MW/42 MWh) pour un total de 764 MW ;
- projets en phase *awarded* : 27 projets photovoltaïques et 5 projets éoliens pour un total de 899 MW ;
- projets en phase *tender-ready* : 23 projets photovoltaïques, 25 projets éoliens, 1 projet biomasse et 1 installation de stockage d'énergie pour un total de 1 204 MW ;
- projet en phase *advanced development* : 64 projets photovoltaïques, 21 projets éoliens et 4 installations de stockage d'énergie pour un total de 3 321 MW.

En complément de ces différents projets en développement, le Groupe a constitué plus de 4 GW de projets *early stage*.

Le Groupe opère sur trois principaux secteurs d'activité :

- **Solaire** (chiffre d'affaires sectoriel de 80,3 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 77,5 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2018). Dans l'exercice de ses activités liées au solaire, le Groupe développe et exploite des installations photovoltaïques dans de nombreux pays, dont le parc photovoltaïque de Cestas en France, qui est la plus puissante installation photovoltaïque d'Europe. Au 31 décembre 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 40 installations solaires en opération ou en construction dans les zones Europe - Afrique, Amériques et Australie, d'une capacité cumulée de 1 312 MW, ainsi que de 27 projets en phase *awarded* d'une capacité en opération cumulée de 819 MW. Le Groupe poursuit le développement d'un pipeline de 87 projets solaires, avec une production potentielle supplémentaire de 3 116 MW, dont 23 projets en phase *tender-ready* (812 MW) et 64 projets en phase *advanced development* (2 304 MW).
- **Éolien** (chiffre d'affaires sectoriel de 108,5 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 91,8 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2018). Dans l'exercice de ses activités liées à l'éolien, le Groupe développe et exploite des parcs éoliens situés à ce jour en France, en Australie et en Finlande. Au 31 décembre 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 20 parcs éoliens en opération ou en construction, d'une capacité cumulée de 794 MW, ainsi que de 5 projets en phase *awarded* d'une capacité cumulée de 81 MW. Le Groupe poursuit le développement d'un

*pipeline* de 46 projets éoliens, avec un potentiel de production supplémentaire de 1 040 MW, dont 25 projets en phase *tender-ready* (382 MW) et 21 projets en phase *advanced development* (658 MW).

- **Stockage** (chiffre d'affaires sectoriel de 17,9 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 14,2 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2018). Ce secteur d'activité comprend uniquement les centrales de stockage indépendantes qui sont directement raccordées au réseau (par opposition aux solutions de stockage *behind the meter* dont l'action est couplée, en amont du réseau, à l'activité de production d'énergie de centrales solaires ou éoliennes). Au 31 décembre 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 5 installations de stockage en opération ou en construction, d'une capacité cumulée de 135 MW pour 172,2 MWh de capacité de stockage. Le Groupe poursuit le développement d'un *pipeline* de 5 installations de stockage, avec un potentiel de production supplémentaire de 364 MW, dont 1 projet en phase *tender-ready* (4 MW) et 4 projets en phase *advanced development* (360 MW).

Enfin le Groupe est l'actionnaire majoritaire d'une centrale de cogénération biomasse bois en activité en France. Cette centrale de cogénération a une capacité de 15 MW électriques et 48,5 MW thermiques, cette dernière étant à destination d'un acheteur de vapeur privé<sup>(1)</sup>. Elle a généré un chiffre d'affaires de 20,6 millions d'euros et un EBITDA courant de 7,1 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Cette activité, issue du rachat de la société Poweo EnR en 2012, n'est pas considérée comme stratégique par Neoen et n'a pas vocation à se développer davantage.

Le Groupe vise principalement une croissance organique par le biais d'une stratégie de « *leadership* multi-local », à travers laquelle il s'approvisionne en projets principalement par l'intermédiaire de ses propres équipes locales et vise à s'établir comme *leader* sur ses marchés cibles. Ces équipes locales établissent des partenariats et analysent les besoins du marché dans des zones géographiques sélectionnées et prometteuses. Le Groupe s'est concentré jusqu'à maintenant, et entend continuer à le faire, principalement sur les pays de l'OCDE (pour au moins 80% de sa capacité électrique) ; les opérations dans ces pays représentaient 93% de son chiffre d'affaires consolidé en 2018 et 93% de la totalité de son parc en opération. Les équipes acquièrent une bonne connaissance des particularités de chaque marché, reprennent des processus de structuration de projets éprouvés sur ces marchés et trouvent de nouvelles méthodes d'optimisation pour augmenter la compétitivité locale du Groupe. Cette approche permet au Groupe de générer des économies d'échelle pour obtenir de meilleures conditions dans le montage industriel de ses projets, réduire le coût du capital et gagner en crédibilité au fur et à mesure que le Groupe s'établit sur le marché local, notamment en livrant les projets dans les délais et selon le budget prévu. Par ailleurs, ces économies d'échelle, l'amélioration des conditions d'approvisionnement auprès des fournisseurs et l'optimisation de l'exécution des projets du Groupe se traduisent par des prix de l'électricité plus compétitifs, ce qui réduit le risque de défaut de paiement ou de tentative de renégociation des prix par les contreparties aux contrats d'achat d'électricité. Les principales zones géographiques (*clusters*) sur lesquelles le Groupe opère sont les suivantes :

- **Europe – Afrique** : le Groupe est présent en France (où il est le premier producteur indépendant d'énergie photovoltaïque et le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable dans son ensemble, en tenant compte de ses projets *awarded*), au Portugal, en Finlande et en Zambie (où il est le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable et au Mozambique et en Irlande (projets en cours de développement) ;

(1) Le Groupe détient également un projet biomasse en phase *tender-ready* d'une capacité de 5 MW.

- *Australie* : le Groupe est le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable en Australie ;
- *Amériques* : le Groupe est présent au Salvador (où il est le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable) et a remporté, dans le cadre d'appels d'offres, des projets au Mexique, en Argentine et en Jamaïque. Par ailleurs, le Groupe a des projets en cours de développement aux États-Unis.

Le Groupe a l'intention de se focaliser et d'approfondir sa présence dans les trois zones géographiques (*clusters*) ci-dessus, tout en renforçant de manière opportune et progressive sa présence sur d'autres marchés ou en pénétrant de nouveaux, tout en conservant son approche de *leadership* multi-local.

### 1.1.3 ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL

Le marché des énergies renouvelables reste encore très ouvert et très fragmenté, composé dans de nombreux pays d'acteurs de toutes tailles.

Il y a des distributeurs d'électricité (*utilities*) historiques nationaux qui ont fait évoluer leur mix énergétique vers des solutions renouvelables. Certains de ces acteurs traditionnels, 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 Énergies Nouvelles, Enel, Engie). À ceux-ci s'ajoutent des acteurs internationaux spécialisés dans le domaine des renouvelables, comme Neoen ou encore Scatec, Voltalia ou Boralex. Enfin, il y a des acteurs de petite taille opérant localement, dont la proportion tend à se réduire. Il convient également de noter que ces acteurs internationaux ou locaux spécialisés dans le renouvelable (*IPP, independent power producers*) font parfois l'objet d'opérations de rachat par des grands groupes énergétiques intégrés (acquisitions de Solairedirect par Engie en 2016, Equis Energy par GIP

en 2017, Alterra Power par Innergex en 2018). Par ailleurs, certains *leaders* mondiaux de l'énergie, notamment des acteurs pétroliers (Total, Shell, Statoil, Repsol) cherchent à anticiper l'impact de la transition énergétique (par exemple, acquisition par Total de Saft et de Direct Énergie, concurrent du Groupe en France à travers sa filiale Quadran en 2018).

Le Groupe est producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable (*IPP*) et, parmi ses comparables, il est le premier en Australie, au Salvador, en Jamaïque, en Zambie et en France, où il est le premier producteur indépendant d'énergie photovoltaïque et le deuxième producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable dans son ensemble, premier en tenant compte de ses projets *awarded*.

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, 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 (testés sous la forme de *bid bonds* le cas échéant), 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.

Combinées à la fragmentation du marché, ces barrières à l'entrée 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 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.

## 1.2 STRATÉGIE DU GROUPE

La stratégie du Groupe comprend les éléments clefs suivants :

**Consolider sa position en tant que producteur indépendant d'énergie renouvelable leader avec une stratégie « develop-to-own », par une diversification géographique sélective et des économies d'échelle**

Le Groupe entend étendre sa stratégie éprouvée *develop-to-own* dans de nouvelles zones géographiques sélectionnées et continuer à créer de la valeur tout au long du développement de ses projets, de leurs structurations industrielle et financière jusqu'à leur mise en opération et au-delà. Le Groupe a pour but de continuer à cibler des projets de grande envergure dans le cadre d'appels d'offres publics en élargissant son portefeuille d'installations, tout en générant des économies d'échelle et en reproduisant la structuration efficace de ses projets dans ses marchés sélectionnés. Le Groupe s'attend à ce que sa diversification géographique croissante améliore ses économies d'échelle, la robustesse de ses cash-flows par la diversification climatique, ses capacités de développement dans les marchés locaux, et la résilience de ses activités en limitant son exposition aux cycles ou développements économiques locaux. Pour ce faire, il entend continuer à suivre sa politique de ciblage de développement de projets dans des marchés présentant des environnements politiques stables et des contrats libellés en devises fortes.

**Approfondir sa présence sur ses principaux marchés historiques, devenir un leader local sur les marchés où il s'est constitué un pipeline solide de projets et se développer de manière sélective dans ses trois régions clés**

Après s'être imposé comme un producteur indépendant d'électricité *leader* en France et en Australie, le Groupe entend renforcer sa présence sur ces deux marchés clés. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait de *pipelines (advanced pipeline, hors projets en phase early stage)* de projets en France et en Australie représentant respectivement 1 070 MW et 1 668 MW, ce qui lui permet de conserver une position de *leader* dans ces deux pays à l'avenir. Le Groupe s'attend à ce que ces pays continuent à servir de point d'ancrage à ses fonctions centralisées au fur et à mesure que ses équipes de développement s'étendent dans de nouvelles zones géographiques.

Le Groupe entend également déployer sa stratégie de *leader* multi-local sur les marchés où il a constitué un important *pipeline* de projets, notamment en Amérique latine. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait d'un *pipeline* de projets représentant 1 613 MW en Amérique latine (Mexique, Guatemala, Colombie, Argentine). Le Groupe prévoit une forte croissance et un *leadership* multi-local sur ses marchés sélectionnés dans la région.



En poursuivant cette expansion, le Groupe entend déployer sa stratégie par zones géographiques (stratégie dite *cluster*), qui consiste à se développer à la fois dans les zones voisines et dans les pays proches des marchés sur lesquels il est déjà présent et qui ont déjà connu un succès considérable à ce jour. La stratégie *cluster* du Groupe lui permet de bénéficier de la proximité géographique de ses ressources existantes et de tirer parti de sa base de connaissance locale ou régionale existante, ou de celle de ses partenaires locaux. À titre d'exemple de la mise en œuvre réussie de cette stratégie, le Groupe a d'abord développé une présence au Salvador et au Mexique avant de poursuivre son expansion dans d'autres pays d'Amérique latine. Le Groupe prévoit de se développer en moyenne dans un nouveau pays par an, tout en cherchant à maintenir au moins 80% de sa capacité en opération dans des pays membres de l'OCDE.

Il prévoit également de continuer à renforcer sa croissance organique par des acquisitions sélectives de projets dans des phases préliminaires de développement, auxquels il pourra apporter une valeur ajoutée en ligne avec sa stratégie *develop-to-own*.

#### **Maintenir une trajectoire de croissance régulière tout en conservant une discipline opérationnelle et financière**

Le Groupe est bien positionné pour bénéficier de la transition mondiale vers les énergies renouvelables. Selon le rapport *New Energy Outlook 2018* de BNEF (*Bloomberg New Energy Finance*), la capacité en opération photovoltaïque et éolienne devrait passer de 16% de la capacité en opération mondiale en 2018 à 58% en 2050, avec un taux de croissance annuel moyen de 8,4% et 5,2%, respectivement, au cours de cette période. Par conséquent, la croissance de la capacité photovoltaïque et éolienne devrait largement surpasser la croissance des énergies fossiles et de l'énergie nucléaire. L'orientation stratégique du Groupe ainsi que son équilibre entre le développement du photovoltaïque et de l'éolien sont donc fortement alignés sur la dynamique des marchés énergétiques mondiaux.

De plus, le marché des énergies renouvelables attirant des investissements supplémentaires, le Groupe estime que sa discipline financière et opérationnelle le distinguera dans un secteur de plus en plus compétitif et en voie de consolidation. Cette discipline a été au cœur du succès du Groupe, et il entend la maintenir au fur et à mesure de sa croissance.

Le Groupe a l'intention de maintenir son approche actuelle en matière de financement de projets par endettement, en particulier sa politique de souscrire essentiellement une dette sans recours, à long terme et dans les mêmes devises fiables que les revenus de ses projets, afin de préserver la stabilité de la structure de son capital et, à l'avenir, de minimiser les risques connexes. En outre, le Groupe prévoit, à plus long terme, et grâce à sa stratégie *develop-to-own* initiée dès ses débuts, d'être en mesure de financer de plus en plus de projets avec les revenus de ses installations opérationnelles (tout en couvrant entièrement le coût de la dette du projet par le biais de ces revenus), réduisant ainsi le besoin de contributions en fonds propres de ses actionnaires.

#### **Renforcer les business models en matière d'énergies renouvelables par l'intégration du stockage et l'adoption éventuelle de nouvelles technologies financièrement viables**

Le Groupe a été un pionnier dans l'intégration de solutions de stockage, notamment grâce à son projet phare Hornsdale Power Reserve, construit en partenariat avec Tesla, qui est attaché à son parc éolien Hornsdale Wind Farm (mais néanmoins indépendant de ce dernier). De plus, le Groupe dispose actuellement d'installations de stockage supplémentaires intégrées à sa centrale photovoltaïque de DeGrussa (en Australie), a commencé la construction du Green Power Hub de Bulgana, qui comprendra une installation de stockage couplée au parc éolien de Bulgana, en Australie, et la construction de Capella Storage, une installation de stockage couplée au parc

photovoltaïque de Capella, au Salvador. Enfin, le Groupe a finalisé la construction et mis en service courant février 2019 Azur Stockage qui est à ce jour la plus grande centrale de stockage stationnaire directement raccordée au réseau en France métropolitaine. Le Groupe dispose d'autres installations de stockage en développement en France et en Australie et entend continuer à intégrer des éléments de stockage *behind the meter* dans ses projets, afin d'assurer la stabilité de ses projets photovoltaïques et éoliens et d'accroître leur compétitivité et leur rentabilité, ou directement connectés au réseau. À ce titre, le Groupe a commencé à générer de nouvelles sources de revenus grâce notamment à la fourniture de services de stabilisation aux réseaux électriques australiens et aujourd'hui français. Les retours des gestionnaires de réseaux sont très positifs : à l'issue de la première année d'opération de la centrale, la qualité des services critiques de stabilisation de la fréquence du réseau fournis par Hornsdale Power Reserve a été unanimement saluée, notamment par l'*Australian Energy Market Operator (AEMO)*.

L'approche du Groupe en matière d'intégration du stockage s'inscrit ainsi dans sa stratégie plus large d'intégration, dans la conception et la structuration des projets, d'éléments qui améliorent l'attractivité globale des projets, augmentent l'acceptation des énergies renouvelables et réduisent la dépendance de l'approvisionnement et du transport en électricité envers les sources d'énergie conventionnelles. Comme l'exemple d'Hornsdale Power Reserve le prouve, le temps de réponse des installations de stockage du Groupe aux pics de fréquence du réseau électrique est beaucoup plus rapide que celui des centrales thermiques. En conséquence, les solutions de stockage d'énergie sont aujourd'hui plus pertinentes que le recours à des centrales thermiques pour la régulation de fréquence et les services dits ancillaires. Pour ces raisons, et à la lumière des résultats de Hornsdale Power Reserve, le Groupe a décidé de considérer l'activité des batteries indépendantes, directement connectées au réseau, comme un segment d'activité à part entière.

Enfin, conformément à son agnosticisme technologique, le Groupe suit de près l'émergence de nouvelles technologies pour remplir des fonctions de support à la production d'énergie renouvelable. Par exemple, le Groupe a obtenu en 2018 une subvention en Australie pour commencer des études préliminaires sur la mise en œuvre et l'utilisation de solutions de production et de stockage d'hydrogène.

#### **Développer de nouvelles sources de revenus prometteuses en diversifiant les acheteurs d'électricité**

Le Groupe continue à chercher de nouvelles sources de revenus par l'intermédiaire d'acheteurs autres que sa base historique que sont les entités publiques et les distributeurs d'électricité. Le Groupe a déjà conclu des contrats de vente d'électricité privés pour certaines de ses installations en opération, telles que son projet de parc éolien de Hedet en Finlande, qui a conclu un contrat d'achat de 100% de l'électricité produite avec Google, son projet de parc solaire de Numurkah en Australie, auquel le réseau de tramway de Melbourne achètera des certificats verts (*green certificates*), ou encore son installation hors réseau de DeGrussa, qui fournit de l'électricité au titre d'un contrat de vente d'électricité avec une mine de cuivre. Le Groupe 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 parties deviennent des acheteurs d'énergie de plus en plus sophistiqués. Le recours aux énergies renouvelables permet à ces entreprises de réduire leurs coûts et leur risque lié aux prix concernant leurs besoins en électricité. Cela leur permet également d'être reconnues comme des entreprises « vertes » engagées dans des politiques d'énergie propre. Le Groupe estime que la crédibilité qu'il a acquise auprès des acheteurs privés existants

ainsi que la bonne exécution d'importants projets compétitifs le placent dans une position lui permettant de tirer parti de la croissance du marché des acheteurs d'électricité privés.

De plus, tout en continuant à se concentrer sur la sécurisation de revenus stables par le biais de contrats de vente d'électricité, le Groupe cible de manière stratégique des revenus de marché additionnels en tirant parti des prix favorables du marché. Par exemple, le Groupe tire des revenus initiaux des ventes sur le marché *spot* de l'électricité produite par les éoliennes ou les tranches de centrales solaires déjà opérationnelles dans les parcs en construction (*under construction*). Dans les pays où les marchés *spot* sont développés, le Groupe cherche à planifier le développement de ses projets et de ses appels d'offres afin de tirer parti des prix du marché lorsque ceux-ci sont relativement prévisibles. Cette prévisibilité s'étend sur une période donnée, c'est-à-dire avant le début de la durée du contrat de vente d'électricité d'une installation, dans la mesure où le prix du marché est supérieur au prix du contrat de vente d'électricité. Le Groupe vise ainsi à accroître la rentabilité de ses projets tout en bénéficiant par la suite de la stabilité des prix des contrats de vente d'électricité à un niveau optimal.

#### **Maintenir son engagement en matière de responsabilité environnementale et sociale d'entreprise**

Le Groupe a mis l'accent sur le maintien des normes les plus exigeantes en matière de santé et de sécurité pour son personnel et ses partenaires commerciaux, tout en privilégiant des pratiques respectueuses de l'environnement et prévoit de continuer de le faire. Le Groupe a déjà démontré son engagement en matière d'Hygiène, Sécurité et Environnement (« HSE ») en mettant en place des politiques HSE rigoureuses, qu'il supervise en partenariat avec des consultants spécialisés. Le Groupe a l'intention de continuer à se concentrer sur la gestion rigoureuse de ces questions.

En outre, le Groupe se consacre à la promotion de l'engagement local et de pratiques socialement et écologiquement responsables,

sur le modèle des grandes lignes directrices internationales, telles que celles publiées par l'International Finance Corporation. En plus de rechercher l'adhésion des parties prenantes sur le plan commercial, le Groupe tient compte du bien-être et des besoins sociaux des populations avec lesquelles il coexiste, en reconnaissant que ses perspectives sont liées à la santé et à la prospérité des régions dans lesquelles il investit. L'activité du Groupe est guidée par la conviction que la responsabilité sociale des entreprises (« RSE ») est essentielle à son succès. Le Groupe traduit son engagement en matière de RSE en actions concrètes, y compris par le biais :

- de contributions aux fonds d'investissement sociaux pour le développement local dans des pays comme le Salvador et la création du *Hornsedale Wind Farm Community Fund* en Australie ;
- d'investissements dans des centres éducatifs tels que le *Renewable Energy Skills Centre of Excellence* du *Canberra Institute of Technology* en Australie ;
- du reversement de 3% des revenus générés par les centrales photovoltaïques de Providencia et de Capella, au Salvador, à des projets de développement social ;
- d'un soutien à des organisations telles que l'association *Tendre La Main* pour l'électrification des écoles qu'elle construit à Madagascar ;
- la mise en place de cadres de financement durable, ayant déjà réalisé des financements de projets d'obligations vertes, certifiés par *Vigeo Eiris* (« Vigeo »), en octobre 2015 et décembre 2017. Par ailleurs, dans le cadre de la *due diligence* réalisée par *Vigeo* sur le Groupe, à l'occasion de l'admission des actions de la Société sur Euronext Paris, le Groupe a obtenu la note A1 de la part de *Vigeo* en septembre 2018.

Pour plus d'informations sur les politiques HSE et RSE du Groupe, se reporter au Chapitre 5 « Développement durable et responsabilité sociétale » du présent document.



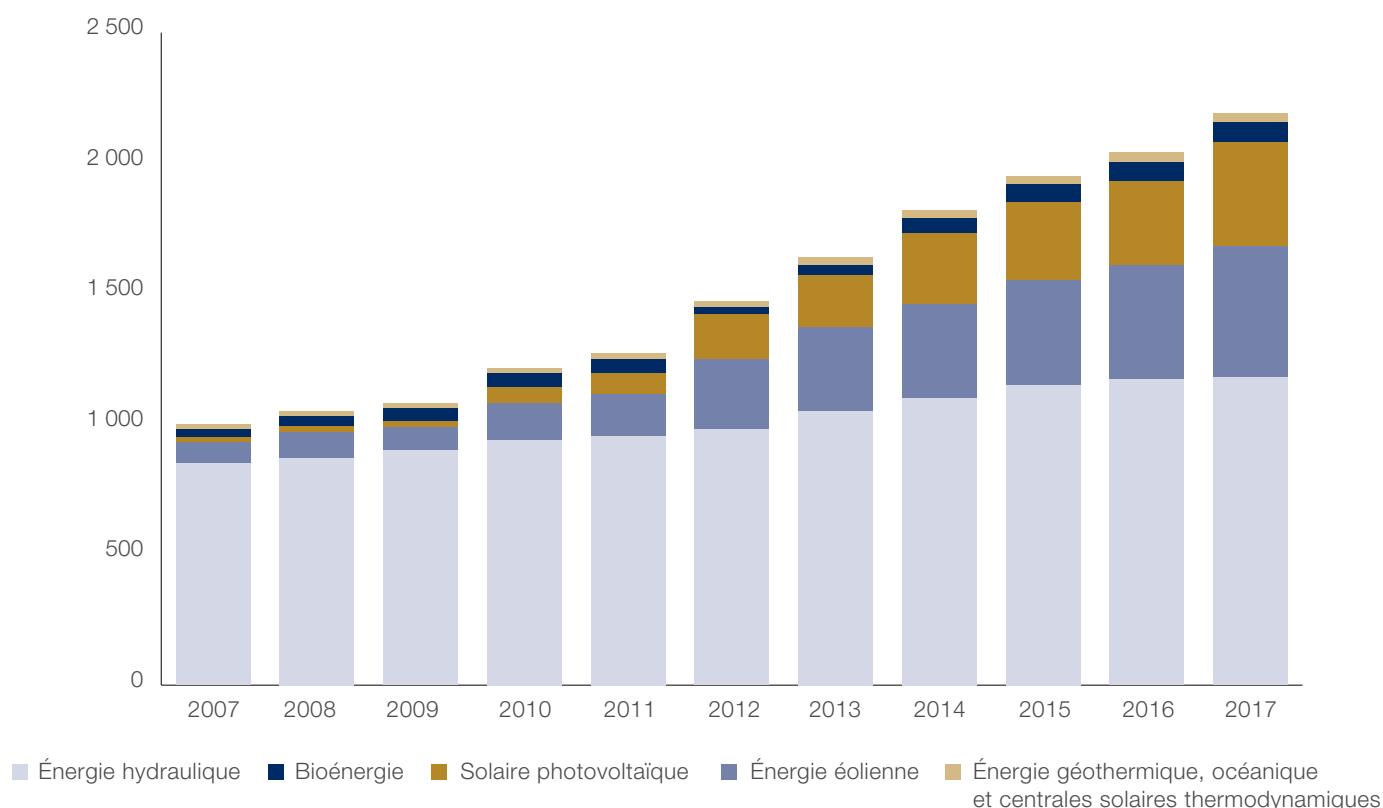
## 1.3 DESCRIPTION DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

### 1.3.1 UN MARCHÉ MONDIAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FORTE EXPANSION ET SOUTENU PAR DES DYNAMIQUES DE MARCHÉ DURABLES

#### 1.3.1.1 PANORAMA DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LE MONDE

Comme le présente le graphique ci-dessous, les capacités de production mondiale en énergies renouvelables s'affichent en très forte croissance. Entre 2007 et 2017, la capacité totale a été multipliée par deux. Sur cette période, 2017 a enregistré la plus forte augmentation des capacités, avec près de 178 GW additionnels installés, soit une augmentation de 9% par rapport à 2016.

Évolution des capacités mondiales d'énergies renouvelables 2007-2017 (en GW)



Source : Renewable Energy Policy Network for the 21st century (Ren21) ; rapport en date du 4 juin 2018.

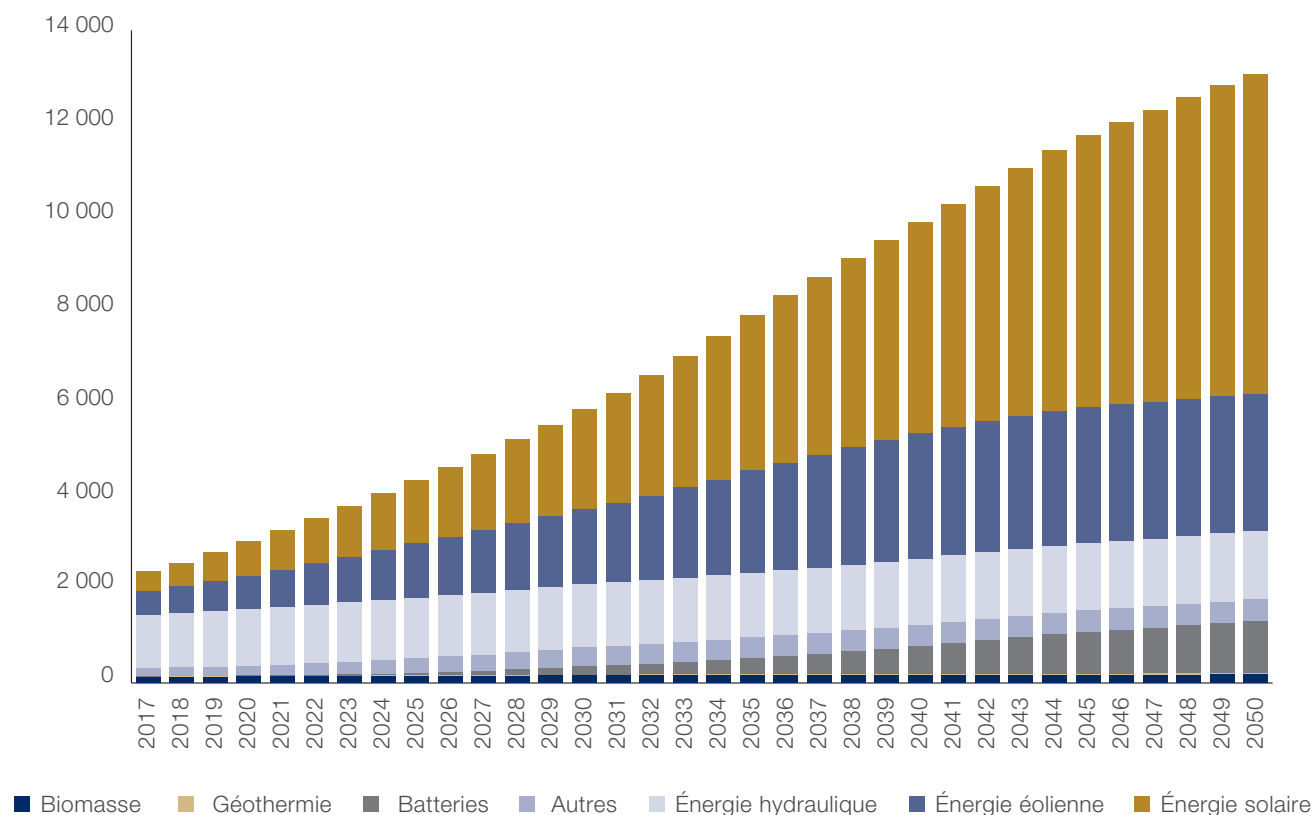
Alors qu'au début de cette période, l'éolien représentait la part la plus importante des nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable installées, cette source d'énergie est désormais rattrapée par le secteur solaire. Ainsi, en 2017, l'industrie photovoltaïque a représenté près de 55% des nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable installées dans le monde. Au cours de cette même année, davantage de nouvelles capacités photovoltaïques ont été installées que de nouvelles capacités de production à base d'énergies fossiles et nucléaire combinées.

L'énergie éolienne reste le second moteur de croissance des énergies renouvelables, avec 27% des nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable installées en 2017.

Ensemble, le solaire photovoltaïque et l'éolien représentent près des deux tiers des nouvelles capacités de production d'énergies renouvelables installées sur la période 2007-2017.

Selon une estimation BNEF (*New Energy Outlook 2018*), le secteur énergétique pourrait enregistrer sur la période 2018-2050 un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de 2,9%. Sur la même période, le TCAM des énergies renouvelables pourrait s'élever à 5,2%, avec 8,4% pour le secteur solaire, 5,2% pour le secteur éolien et 17,4% pour le stockage d'énergie. Comme indiqué dans le graphique ci-dessous, la capacité additionnelle pour les énergies renouvelables pourrait s'accroître de 10,5 TW entre 2018 et 2050 pour atteindre 13 TW à horizon 2050.

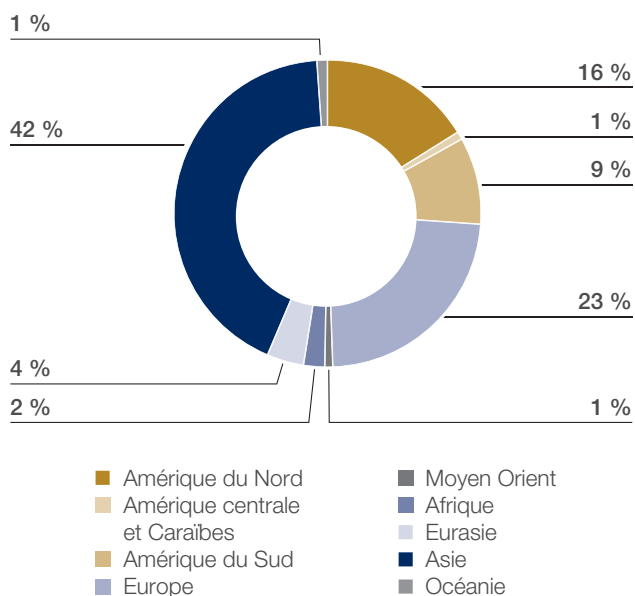
## Capacités installées cumulées par technologie (en GW)



Source : BNEF, *New Energy Outlook*, 2018.

En termes de répartition géographique, l'Asie constitue le premier marché des énergies renouvelables avec 42% des capacités mondiales installées en 2017. L'Europe représente le second marché avec 23% des capacités installées, suivi du marché nord-américain (16%).

## Répartition géographique des capacités installées

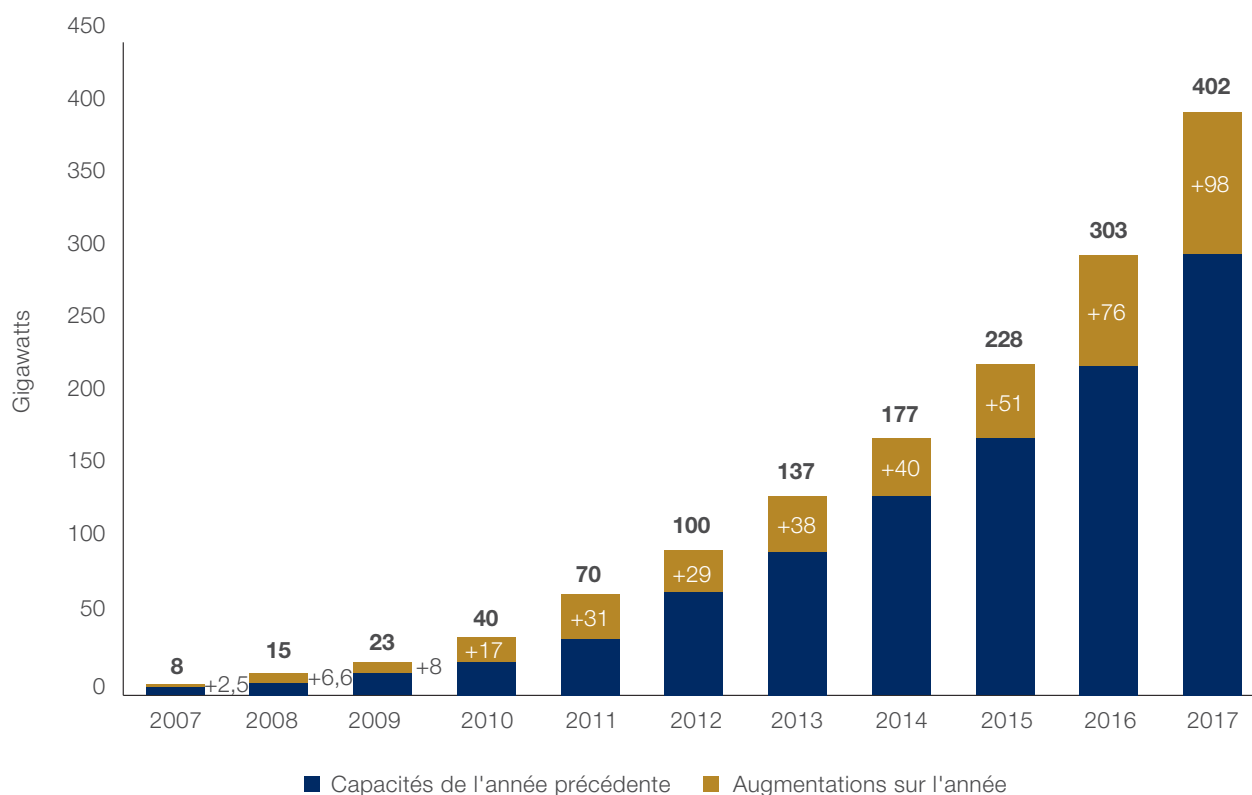


Source : International Renewable Energy Agency – *Renewable capacity highlights 2018*.

## (i) Marché mondial de l'énergie photovoltaïque

L'énergie solaire constitue la source d'énergie qui a connu la croissance la plus marquée sur la période 2007-2017. Cette tendance s'explique principalement par la compétitivité grandissante des centrales solaires, combinée à la demande croissante en électricité notamment dans les pays émergents.

## Évolution de la capacité photovoltaïque mondiale 2007-2017 (en GW)



Source : Renewable Energy Policy Network for the 21st century (Ren21) ; Renewables 2018 Global Status Report.

En moyenne, les capacités photovoltaïques installées ont augmenté de 32% chaque année sur la période 2007-2017, mais cette croissance est allée en s'accroissant au cours de la période : au cours des 5 dernières années, la capacité photovoltaïque mondiale a été multipliée par 4 passant de 100 GW à fin 2012 à 402 GW à fin 2017 et, en 2017, près de 98 GW de capacité photovoltaïque ont été installés, représentant une augmentation de près d'un tiers des capacités existantes – l'équivalent de l'installation de plus de 40 000 panneaux solaires par heure tout au long de l'année 2017.

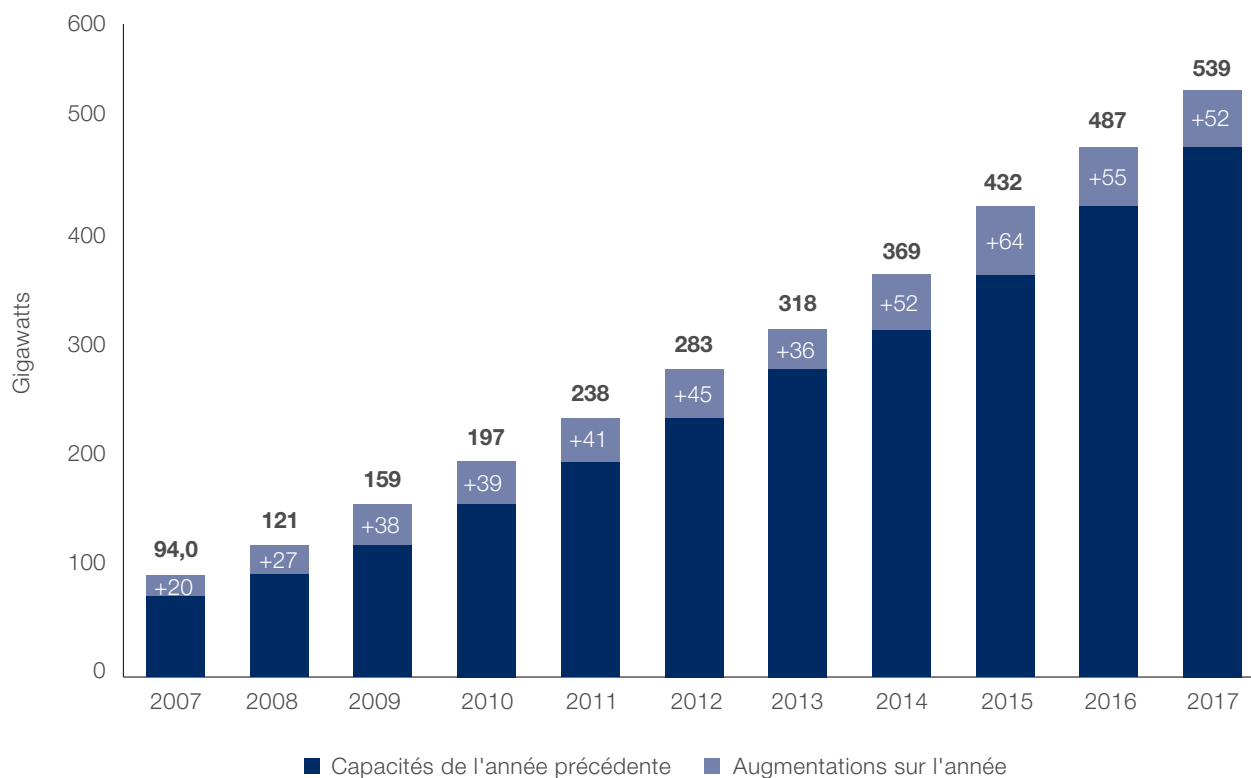
Cet accroissement s'explique pour plus de 48% par la croissance du marché chinois (53,1 GW) qui représente aujourd'hui le premier marché mondial. Les États-Unis constituent le second marché mondial. En Europe, les marchés allemand, italien, anglais, français

et espagnol se classent parmi les dix premiers marchés mondiaux. En Océanie, le marché australien figure également parmi ce classement en 9<sup>ème</sup> position.

## (ii) Marché mondial de l'énergie éolienne terrestre

Le marché mondial de l'énergie éolienne totalise aujourd'hui 539 GW de capacité, en croissance de près de 11% en 2017 par rapport à 2016, soit une augmentation de plus de 52 GW. En moyenne, les capacités éoliennes terrestres ont augmenté de 19% chaque année sur la période 2007-2017.

## Évolution de la capacité éolienne terrestre mondiale 2007-2017 (en GW)



Source: Renewable Energy Policy Network for the 21st century (Ren21) ; Renewables 2018 Global Status Report.

Le marché asiatique a constitué le premier marché mondial pour l'énergie éolienne terrestre pour la 9<sup>e</sup> année consécutive, représentant 48% des capacités nouvelles installées en 2017 suivi par l'Europe (plus de 30%), l'Amérique du Nord (14%) et l'Amérique latine et Caraïbes (environ 6%).

### 1.3.1.2 UN MARCHÉ MONDIAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FORTE CROISSANCE, TIRÉ PAR PLUSIEURS DYNAMIQUES FORTES

Le premier vecteur de croissance des énergies renouvelables est la croissance des besoins en énergie toutes sources confondues, tirée par la croissance économique mondiale, le développement économique et la croissance de la population. Ainsi, BNEF (*Bloomberg New Energy Finance*) estime que les capacités de production d'énergie, toutes sources confondues, devraient passer de 6,7 TW en 2016 à environ 13,9 TW en 2040, soit un peu plus de deux fois plus. Au sein de ces sources d'énergie, le solaire devrait connaître la plus forte croissance, avec un taux de croissance annuel composé de 11% sur la période 2016-2040, suivi de l'éolien avec 6% et à comparer à une stagnation pour les sources d'énergies fossiles, une croissance de 1% pour le nucléaire et de 2% pour les autres sources (BNEF, *Henbest : Energy to 2020 – Faster shift to Clean, Dynamic, Distributed* 26 juin 2017).

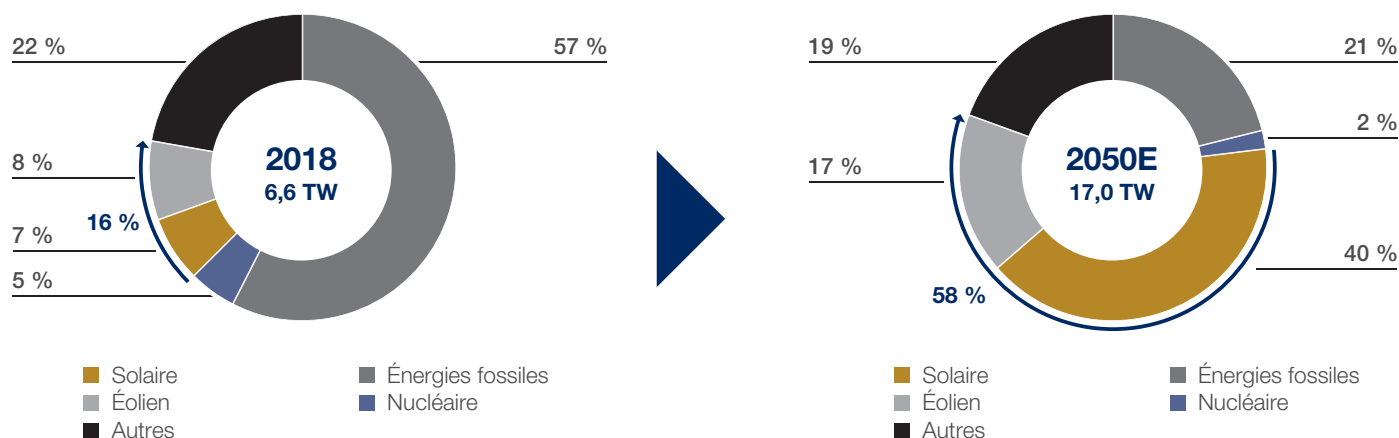
Les investissements dans le secteur des énergies renouvelables ont représenté deux tiers des investissements dans la génération électrique en 2017, bien qu'ayant diminué de 7% au cours de cette année, pour s'établir à environ 300 milliards de dollars américains (source : IEA, *World Energy Investment 2018*, 2018).

Entre 2018 et 2050, les investissements globaux dans de nouvelles capacités de production d'électricité devraient représenter 11,500 milliards de dollars américains, dont 1,900 milliards investis aux États-Unis et la même somme en Europe alors que l'Australie devrait à elle seule bénéficier d'investissements de 100 milliards de dollars américains. Par ailleurs, sur ces 11,500 milliards, 80%, soit 9,300 milliards, devraient être alloués aux énergies renouvelables, dont 4,600 milliards investis dans le secteur éolien et 3,800 milliards dans le secteur solaire. Ces investissements dans de nouvelles capacités de production devraient s'accompagner d'un investissement de 500 milliards de dollars américains dans de nouvelles capacités de stockage sur la même période, dont la majeure partie (77%) serait allouée aux batteries de type industriel (source : BNEF, *New Energy Outlook*, 2018).

En outre, au sein de ces capacités de production, la part du photovoltaïque et de l'éolien devrait augmenter, de 16% environ en 2018 à 58% en 2050, tel qu'indiqué dans le graphique ci-dessous, toujours selon BNEF.



## Prévisions de la capacité en opération globale (en TW)



Source: BNEF, New Energy Outlook 2018.

Cette augmentation attendue de la part du photovoltaïque et de l'éolien dans le mix énergétique est le résultat de trois dynamiques positives :

- les engagements pris par les acteurs publics et l'intérêt croissant des acteurs privés en faveur des énergies renouvelables.

En 2017, ce marché des contrats de vente d'électricité avec des acheteurs privés (« corporate PPAs ») a représenté un volume global d'achats directs d'électricité d'origine renouvelable de 5,4 GW, principalement aux États-Unis et en Europe, avec respectivement 2,8 GW et 1 GW. En Europe, l'activité a été particulièrement importante aux Pays-Bas et en Scandinavie. Ce marché s'est également développé en Australie avec un montant de 400 MW. Il compte environ 43 acheteurs privés, comme Google, Apple, Amazon, Unilever et Microsoft, répartis dans une dizaine de juridictions différentes.

Les perspectives de ce marché des contrats de vente d'électricité privés sont bonnes, avec un nombre croissant de sociétés privées soucieuses de s'approvisionner auprès de producteurs renouvelables : 5 035 sociétés ont ainsi rejoint le groupe RE100 en 2017 et 2018, regroupement mondial de sociétés privées s'étant engagées sur un objectif de couverture de 100% de leurs besoins électriques à l'aide de sources renouvelables, portant leur nombre total à 166 116 sociétés ;

- la compétitivité grandissante des énergies renouvelables du fait de facteurs technologiques et opérationnels ; et
- la dérégulation accélérée de l'environnement du marché des énergies renouvelables.

À ces tendances, qui jouent déjà depuis plusieurs années, est venu s'ajouter plus récemment l'impact des solutions de stockage d'électricité (se reporter aux Sections 1.3.1.3 « L'impact grandissant des solutions de stockage » et 1.4.1.3 « Stockage d'énergie » du présent document).

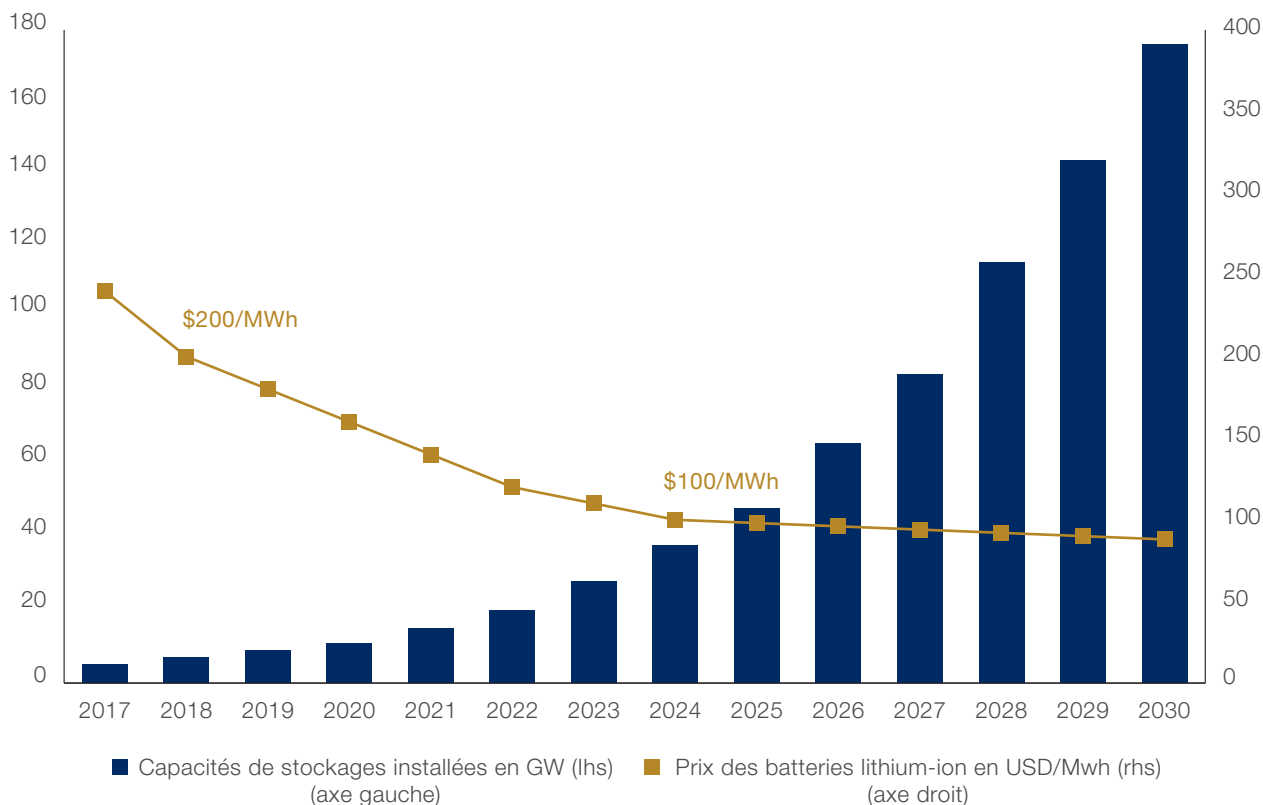
### 1.3.1.3 L'IMPACT GRANDISSANT DES SOLUTIONS DE STOCKAGE

Traditionnellement, l'inconvénient majeur associé aux sources d'énergie renouvelable était leur intermittence. Ainsi, un réseau comprenant une part importante de solaire ou d'éolien 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'énergie renouvelable, les gestionnaires de réseaux devaient recourir à d'autres moyens de production : hydroélectricité ou centrales conventionnelles. Les technologies de batteries/stockage ont vocation à se substituer à ces centrales thermiques. Elles présentent le double avantage de pouvoir répondre aux déséquilibres entre l'offre et la demande avec plus de réactivité qu'une centrale à cycle combiné gaz, et d'utiliser, après l'avoir stockée, l'énergie produite par les installations solaires et éoliennes alors que cette production excédait 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, contribuent à la très forte progression des capacités de stockage dans les années à venir.

## Prévisions d'évolution mondiale des capacités de stockage (en GWh)

Le marché mondial du stockage d'énergie devrait être multiplié par vingt-six entre 2017 et 2030 afin d'atteindre une capacité totale d'environ 180 GW.



Source: BNEF, *New Energy Outlook 2018*.

Fortes de leurs caractéristiques intrinsèques, les batteries lithium-ion sont la technologie de stockage d'électricité la plus répandue :

- très grande rapidité d'injection et absorption d'énergie permettant le service de régulation de fréquence des réseaux ;
- service symétrique offert aux gestionnaires ;
- technologie en général plus efficace que les technologies concurrentes ;
- durée de construction relativement courte (parfois moins de 6 mois) ;
- garanties de performance relativement longues offertes par les fournisseurs (jusqu'à 10 ans), et programme de réapprovisionnement

en cellules pouvant être anticipé et implémenté pendant la durée de vie des actifs ; et

- coûts de maintenance faibles.

Selon qu'elles soient directement raccordées au réseau ou liées à un projet d'énergie renouvelable, les solutions de stockage seront configurées selon différents *business models* et généreront différents types de revenus. Neoen estime qu'il existe aujourd'hui quatre modèles de revenu des solutions de stockage (capacité de réserve, services de régulation de fréquence, *load shifting* et arbitrage). Se reporter à la Section 1.4.1.3 « Stockage d'énergie ».

## 1.3.2 STRUCTURE DES MARCHÉS

### 1.3.2.1 MODALITÉS DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ

Les exploitants de centrales de production d'énergie renouvelable 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 (se reporter à la Section 1.4.3. « Clients du Groupe » du présent document). Ces contrats sont décrits plus en détail à la Section 1.5.6. « Vente de l'électricité par le Groupe » du présent document.

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 d'en général 15 à 25 ans et portant généralement sur une capacité déterminée d'électricité à un prix donné. Historiquement, ces contrats étaient basés sur un mécanisme de tarif d'achat obligatoire régulé fixé à l'avance. Désormais, le prix d'achat de l'électricité est généralement le résultat d'appels d'offres. Par ailleurs, également de plus en plus fréquemment, l'opérateur ne perçoit plus directement de l'acheteur le prix convenu : dans les contrats pour différence (*contracts for difference*), il vend son électricité sur le marché, au prix *spot*, via un agrégateur (moyennant une commission) et l'acheteur lui verse la différence avec le tarif de référence prévu au contrat (étant entendu que l'opérateur peut devoir verser cette différence si elle est en faveur de l'acheteur) ;

- les opérateurs concluent également 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 quantité déterminée d'électricité, 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 5 à 12 ans.

Les contrats d'achat 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 stable, 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 exploitants peuvent compléter les revenus qu'ils tirent des contrats ci-dessus par des ventes d'électricité sur les marchés *spot* (Section 1.5.6.3 « Ventes sur le marché de gros et le marché *spot* » du présent document). Ces ventes peuvent être réalisées au moyen de contrats 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. Elles permettent de limiter un transfert de valeur trop important vers un acheteur *via* le coût, pour le producteur, de la couverture par rapport aux variations du prix de marché que l'acheteur propose *via* la fixation d'un prix fixe ou d'un prix plancher. Ces ventes peuvent intervenir :

- entre la mise en service de la centrale et avant l'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité (cas des projets australiens et mexicains du Groupe) ;
- à l'issue des contrats de vente d'électricité réglementaires ou privés pour tout ou partie des volumes de production (par exemple en France) ; ou
- pour l'excédent des volumes de production qui dépasse le montant maximum contractualisé ou remporté à l'issue d'un appel d'offres (par exemple au Mexique ou en Australie).

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 peuvent percevoir des revenus complémentaires au titre de :

- en présence de marchés de capacité, des primes de capacité (en général proportionnelles à la capacité disponible) ;
- le cas échéant selon la réglementation applicable, de la vente de certificats verts proportionnels à la production, par exemple les *large-scale generation certificate* en Australie ; ou
- lorsque la centrale est couplée avec une capacité de stockage, l'opérateur peut également recevoir (se reporter à la Section 1.3.1.3 « L'impact grandissant des solutions de stockage » du présent document) :
  - une rémunération de réserve de capacité : il s'agit en général d'une rémunération contractualisée envers un gestionnaire de réseau ou un État, qui prend la forme d'un paiement de disponibilité,

- une rémunération de régulation de fréquence : il s'agit de rémunérer des services de stabilisation vendus aux gestionnaires de réseaux,
- une rémunération liée 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,
- ou être exonéré du paiement d'une pénalité : dans certains marchés, l'opérateur réseau peut facturer des pénalités ou coûts d'équilibrage du réseau. Dans la mesure où la centrale couplée à une centrale de stockage va participer à l'équilibrage du réseau, elle s'affranchit du paiement de cette pénalité.

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

### 1.3.2.2 TENDANCES AFFECTANT LA STRUCTURE DES MARCHÉS

Les tendances suivantes ont affecté le marché des énergies renouvelables au cours des dernières années :

- **Basculent des tarifs réglementaires vers les tarifs obtenus à l'issue d'appels d'offres compétitifs.** Cela privilégie de fait les acteurs, qui de par leur expérience, ont su développer une grande rigueur dans l'analyse en amont de la rentabilité d'un projet, une discipline stricte en matière de gestion des coûts et de gestion de projet, une capacité d'innovation opérationnelle et financière et des relations de confiance avec les prestataires de service d'ingénierie, de conception, fourniture et installation et d'opération et de maintenance, ainsi qu'avec les prêteurs.
- **Basculent vers des appels d'offres multi-technologies (technology neutral).** Dans ces appels d'offres, l'autorité en charge n'impose pas la technologie que le producteur doit mettre en œuvre – solaire, éolien ou autre (combinaison avec du stockage par exemple). Seul le résultat – le tarif proposé – compte. Dans ce contexte, un acteur, comme Neoen, qui maîtrise plusieurs technologies est naturellement avantagé par rapport à un producteur spécialisé sur l'un des sources d'énergie.
- **Évolution vers une combinaison de plusieurs modes de rémunération.** Les *business plans* des projets intègrent de plus en plus des modes de rémunération 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. En particulier, une partie de l'électricité peut être vendue à des acteurs privés. Par ailleurs, les ventes sur les marchés *spot*, même si elles restent opportunistes, permettent de bénéficier d'un potentiel d'*upside* 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 le Mexique, l'Australie ou la Finlande, et qui présentent une situation intrinsèque de prix *spot* élevés par rapport aux prix contractualisés à l'issue de l'appel d'offres. 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.

- **Volonté des gouvernements de dé-risquer en amont le développement des projets.** Plutôt que de continuer à subventionner les tarifs pour favoriser la croissance de la part des énergies renouvelables, les autorités publiques préfèrent rendre plus efficaces et rapides les procédures d'appel d'offres, d'obtention des permis (limitation des durées de recours ou des échelons administratifs pour leur instruction) et de raccordement. Par ailleurs, les appels d'offres sont structurés pour favoriser la sélection de candidats présentant des offres et un profil technique et financier sérieux, notamment, pour ce dernier critère, l'accès au

financement, dont la capacité de fournir des garanties de soumission (*bid bonds*) ou garanties bancaires d'exécution importantes.

- **Développement de l'activité stockage,** les progrès technologiques et la baisse des coûts de production des équipements de stockage d'électricité facilitant la résolution des impacts négatifs liés à l'intermittence des énergies renouvelables. Par ailleurs, les gestions de réseaux devraient de plus en plus faire appel aux batteries pour fournir des services d'équilibrage et de lissage.

### 1.3.3 MARCHÉS NATIONAUX DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

#### 1.3.3.1 FRANCE

##### Contexte et données macroéconomiques

###### Données générales :

- PIB : 2 580 milliards de dollars (2017), avec un taux de croissance de 1,8% ;
  - Services : 79,4%, Industrie : 18,8%, Agriculture : 1,8% ;
- Population : 67,1 millions (2017), dont 100% ont accès à l'électricité ;
- La France est membre de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE).

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*.

La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (2015) 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. Elle a également mis à jour les objectifs du Plan d'Action National en

Faveur des Énergies Renouvelables : 32% de la consommation et 40% de la production d'électricité devront être d'origine renouvelable d'ici à 2030.

Le gouvernement français a par ailleurs prévu de réduire sa capacité nucléaire de 24 GW d'ici à 2035 en fermant 25 centrales. Il s'est également engagé à démanteler l'intégralité de ses capacités de production de charbon et la majeure partie de ses capacités pétrolières d'ici la fin de l'année 2021.

Enfin, le projet de Programmation Pluri-annuelle de l'Énergie (PPE), publié le 25 janvier 2019 et qui devrait être arrêté par décret mi-2019, définit les nouvelles ambitions françaises en matière de production d'électricité d'origine renouvelable. La PPE réitère l'objectif de 32% d'énergies renouvelables dans le mix mais avance l'échéancier à 2028. D'ici au 31 décembre 2028, la PPE prévoit d'atteindre 34,1 GW de capacité éolienne en opération et 35,6 GWc de capacité solaire en opération. Pour ce faire, la Commission de régulation de l'énergie entend allouer 2 GW de capacité éolienne et solaire chaque année aux nouveaux appels d'offres qui seront lancés dès 2021, selon le planning suivant :

##### Solaire

###### Planning des appels d'offres suggérés par la PPE (en MWc)

En MWc	2017				2018				2019				2020			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Solaire au sol	500	500	-	500	-	720	-	850	-	850	-	1 000	-	1 000	-	1 000
Solaire en toiture	150	150	-	150	200	225	-	300	300	300	300	-	300	300	300	-

Source : Finergreen (2019).

En MWc	2021				2022				2023				2024			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Solaire au sol	-	1 000	-	1 000	-	1 000	-	1 000	-	1 000	-	1 000	-	1 000	-	1 000
Solaire en toiture	300	300	300	-	300	300	300	-	300	300	300	-	300	300	300	-

Source : Finergreen (2019).



### Éolien

#### Planning des appels d'offres suggérés par la PPE (en MW)

En MW	2017				2018				2019				2020			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Éolien onshore	-	-	-	500	-	500	-	-	-	500	500	600	-	800	-	1 000

Source : Finergreen (2019).

En MW	2021				2022				2023				2024			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Éolien onshore	-	1 000	-	1 000	-	1 000	-	1 000	-	1 000	-	1 000	-	1 000	-	1 000

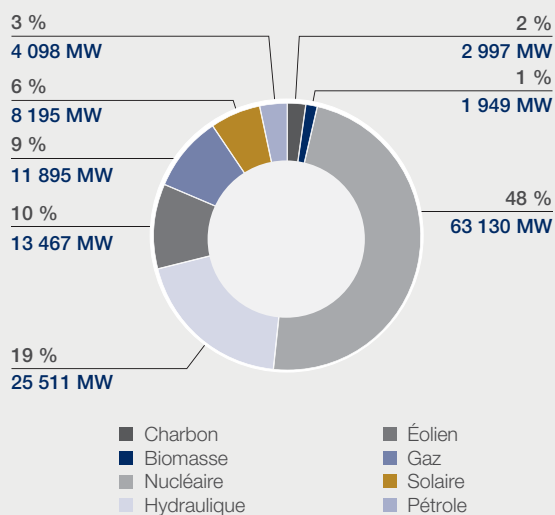
Source : Finergreen (2019).

### Capacités de production électrique

À fin 2017, la capacité en opération en France était de 131,6 GW, comprenant notamment des capacités nucléaire (63,1 GW), hydraulique (25,5 GW), éolienne (13,8 GW), de gaz naturel (11,9 GW), solaire (8,2 GW) et biomasse (1,95 GW).

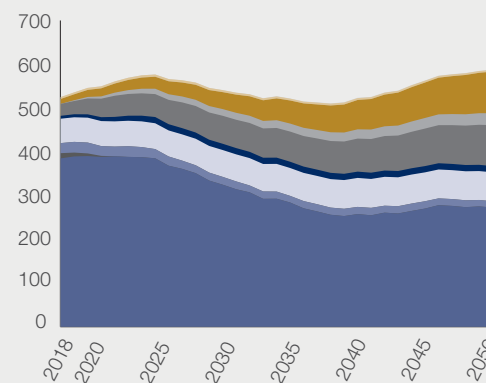
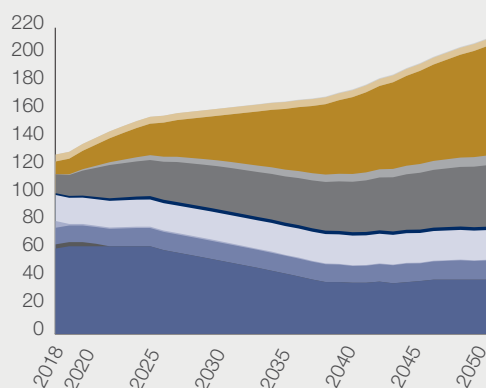
La demande d'électricité en France s'élevait en 2017 à 483 TWh. La demande liée à l'industrie a sensiblement diminué sur la période, représentant 13% de la demande totale en 2007 contre 8% en 2016. La demande en électricité à usage résidentiel a en revanche connu une progression soutenue passant de 56% à 63% de la demande totale d'électricité.

#### Évolution de la capacité (en MW)



Source : Global Data (2017).

#### Évolution de la production (en TWh)



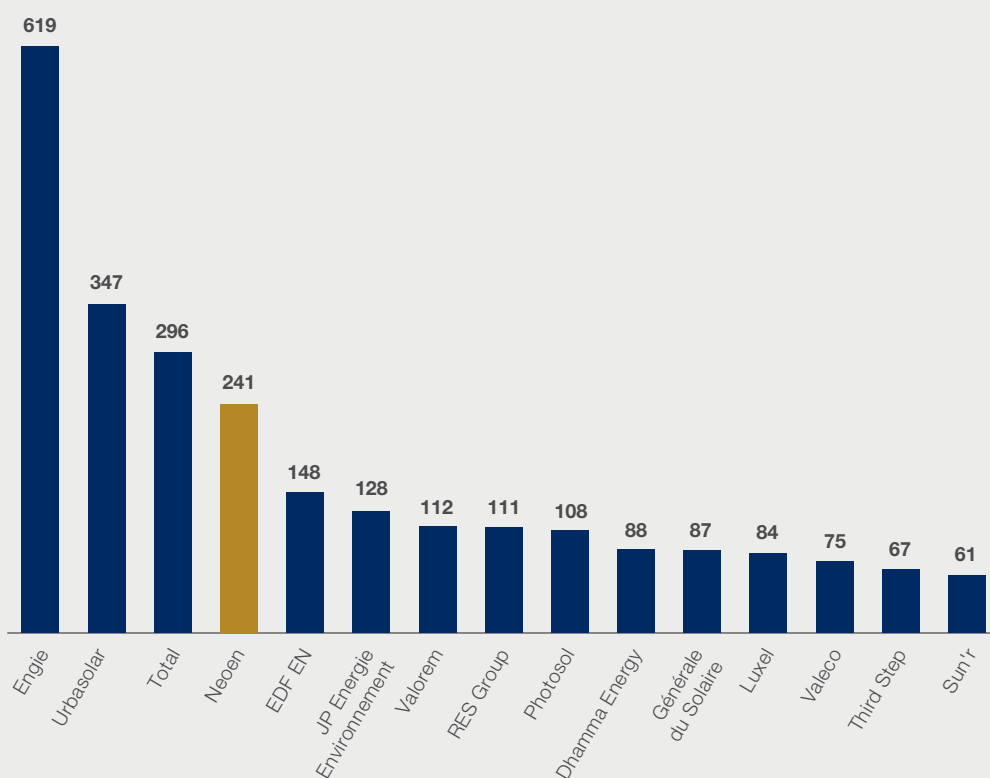
Source : Baringa (2017).

## Capacités de production renouvelable

Dans le cadre des engagements pris par la France, la Commission de régulation de l'énergie a mis en place une série d'appels d'offres dits appels d'offres CRE dont Neoen a été à plusieurs reprises lauréat pour une capacité totale de près de 400 MW.

En particulier, le Groupe présente un excellent historique sur les appels d'offres solaires dits « CRE 4 » lancés en France en 2017. Au classement des capacités cumulées remportées sur les cinq tranches des appels d'offres CRE 4, le Groupe se situe en

quatrième position avec l'attribution d'un total de 175 MWc. Le Groupe est également arrivé en tête de l'appel d'offres bi-technologique en remportant, en novembre 2018 et avec cinq projets, 66 MW des 202,5 MW attribués. Le graphique ci-contre résume le positionnement du Groupe par rapport à ses concurrents sur le cumul des appels d'offres CRE 4 et bi-technologique.



Source : Finergreen (2019).

## Évolution du prix moyen de gros de l'électricité

2014 : 43,85 USD/MWh

2015 : 41,06 USD/MWh

2016 : 40,94 USD/MWh

2017 : 50,82 USD/MWh

Source : Eurostat.

## Paysage concurrentiel

Le marché du secteur des énergies renouvelables en France s'est récemment et à nouveau fortement consolidé, notamment par le biais du rachat de Sameole et Langa par Engie, l'acquisition de Luxel par EDF ou encore de Direct Énergie et Eren RE par Total.

Les principaux opérateurs d'énergies renouvelables (hors hydraulique) en France en 2018 sont :

Nom	Capacité en opération
Engie	2 521 MW
EDF Énergies Renouvelables	1 833 MW
Boralex	921 MW
Total	748 MW
Neoen	614 MW

### 1.3.3.2 PORTUGAL

#### Contexte et données macroéconomiques

Données générales :

- PIB : 217,57 milliards de dollars (2017) avec une croissance de 2,7% ;
  - Services : 75,7%, Industrie : 22,1%, Agriculture : 2,2% ;
- Population : 10,29 millions (2017), dont 100% ont accès à l'électricité ;
- Le Portugal est membre de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE).

Le ministère de l'Environnement a présenté en janvier 2019 son objectif de développement de capacité renouvelable à l'horizon 2030 (*Plano Nacional Integrado de Energia e Clima – PNEC 2030*). Au terme de ce programme, le Portugal porte l'ambition de ne plus émettre de carbone d'ici à 2050. Pour ce faire, le gouvernement portugais prévoit de soumettre à des appels d'offres biannuels de nouvelles capacités renouvelables et de stockage.

Dans cette perspective, trois futures phases d'appels d'offres sont planifiées :

- mi-2019 : appel d'offres pour une capacité de 1,35 GWc de projets existants ;
- premier trimestre 2020 : appel d'offres pour une capacité de 700 MWC à allouer pour promouvoir l'attractivité de certaines régions considérées comme délaissées au Portugal (Nord) ;
- mi-2020 : appel d'offres pour une capacité de 700 MWC et 50 à 100 MW de stockage.

En parallèle, en février 2019, le gouvernement portugais a approuvé un nouveau plan d'investissement en faveur de Redes Energéticas Nacionais (Programme 2018-2027) d'un montant total de 535 millions d'euros prévoyant la construction de lignes à haute tension afin de faciliter la connexion au réseau de nouvelles installations renouvelables.

La production de charbon devrait se terminer d'ici 2030, sous l'impulsion des engagements de décarbonisation pris par le Portugal dans le cadre de l'Accord de Paris.

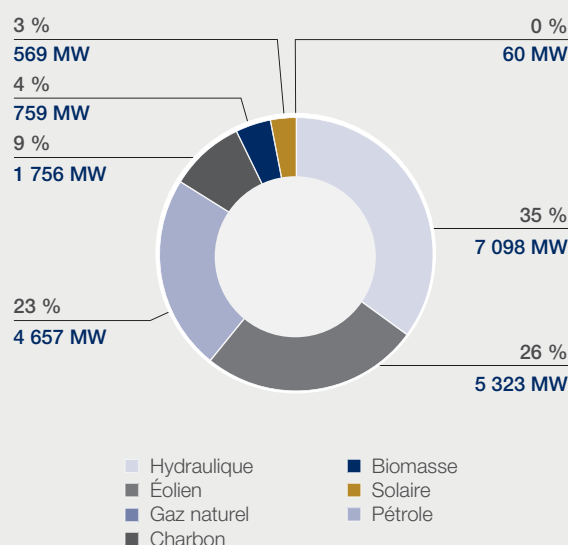
Les tarifs réglementés sont en voie de disparition progressive et les secteurs de l'électricité et du gaz naturel sont en cours de libéralisation afin de promouvoir la compétitivité du commerce de détail et de construire un marché de l'énergie domestique.

En 2012, le gouvernement portugais a commencé à promouvoir le développement du renouvelable en mettant en place un système de *feed-in tariff* auquel pouvait postuler toute installation de production d'énergie renouvelable enregistrée auprès de l'administration avant le 30 novembre 2012. Ce *feed-in tariff* comportait deux éléments : un taux garanti de paiement ainsi qu'un tarif de référence tel qu'établi par une formule statutairement définie en 2012.

#### Capacités de production électrique

La demande d'électricité au Portugal est passée de 36 TWh en 2006 à 51 TWh en 2018 (+3% par an). Au 31 décembre 2017, la capacité de production d'électricité était de 20 GW et se décomposait comme suit :

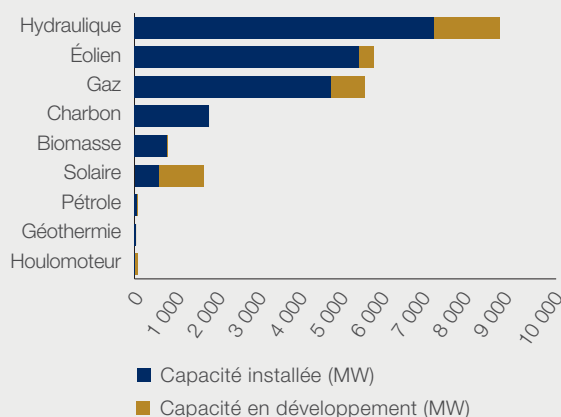
- capacités renouvelables (incluant les capacités hydrauliques) : 13 749 MW ;
- capacités fossiles : 6 473 MW.



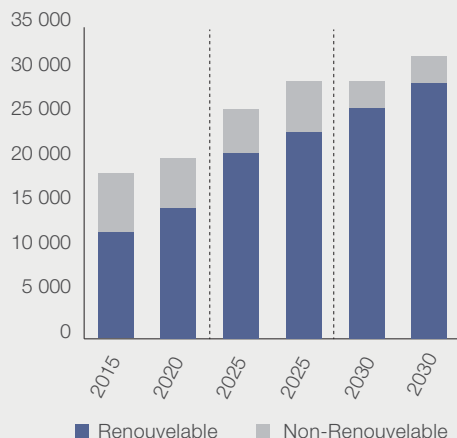
Source : INEGI/APREN | March 2019.

#### Capacités de production renouvelable

Le gouvernement portugais prévoit, d'ici à 2030, la mise en service de près de 4 GW de capacités de production d'électricité supplémentaires. Dans cette perspective, les technologies solaire, hydraulique et éolienne bénéficieront du plus fort potentiel de croissance avec l'entrée en opération de 1 069 MWC, 1 563 MW et 346 MW respectivement, tel que décrit dans le graphique ci-dessous :



En 2015, le Plano Nacional *integrado Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)* estimait que la part de la capacité solaire photovoltaïque passerait de 3% (2015) à 30% à l'horizon 2030 tandis que celle de l'éolien passerait de 27% à 29% (et que la part des énergies fossiles diminuerait de 10%).



	2015	2030
Fossile	6,7 GW	2,9 GW
Hydraulique	6,0 GW	9,0 GW
Éolien	5,0 GW	8,0 - 9,2 GW
Solaire	0,5 GW	8,1 - 9,9 GW
Autres	0,3 GW	0,6 - 0,7 GW
<b>TOTAL</b>	<b>18,5 GW</b>	<b>28,6 - 31,7 GW</b>
<b>TOTAL FER</b>	<b>11,8 GW</b>	<b>25,7 - 28,8 GW</b>

Source : Plano Nacional Energia e Clima, 2030.

## Évolution du prix de gros moyen de l'électricité

2014 : 55,39 USD/MWh

2015 : 55,89 USD/MWh

2016 : 43,58 USD/MWh

2017 : 59,23 USD/MWh

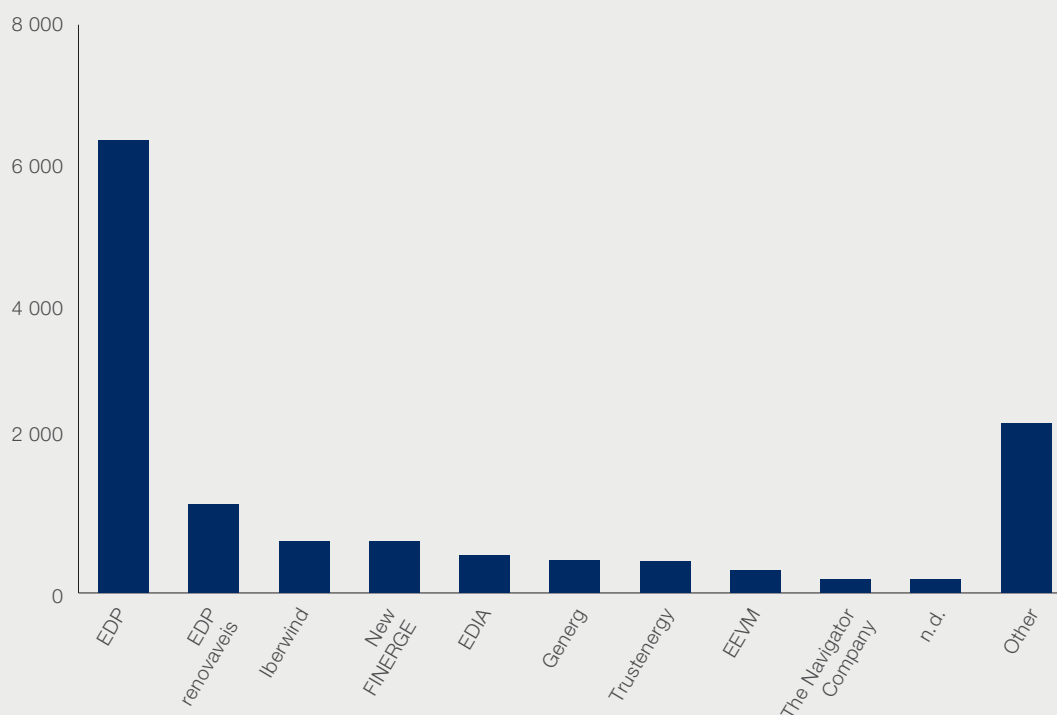
2018 : 67,86 USD/MWh

Source : OMIE Price Reports (2019).

## Paysage concurrentiel

Les principaux développeurs d'énergies renouvelables au Portugal sont :

Nom	Capacité en opération
Energias de Portugal	6 371 MW
Energias de Portugal Renovaveis	1 250 MW
Iberwind	726 MW
New FINERGE	723 MW
EDIA	531 MW





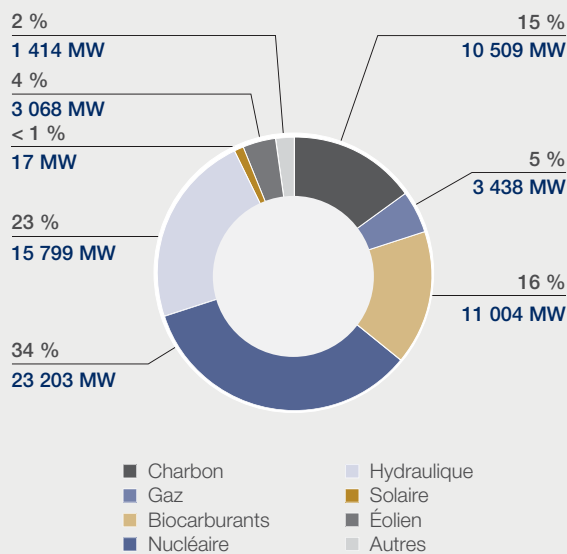
### 1.3.3.3 FINLANDE

#### Contexte et données macroéconomiques

Données générales :

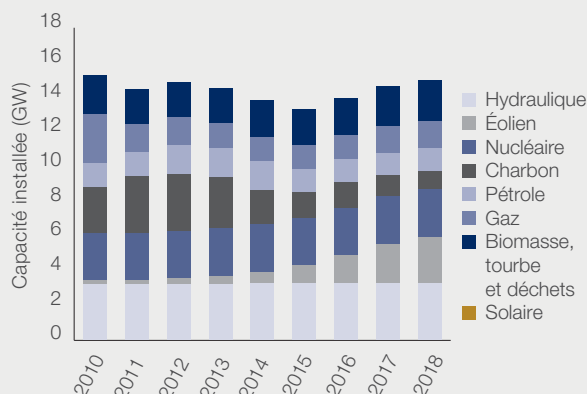
- PIB : 244,9 milliards de dollars (2017) avec un taux de croissance de 2,8% (2017) ;
  - Services : 69,1%, Industrie : 28,2%, Agriculture : 2,7% ;
- Population : 5,51 millions (2017), dont 100% ont accès à l'électricité.

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



Source : Statistics Finland (2018).

La Finlande a fixé des objectifs ambitieux de pénétration des énergies renouvelables dans son mix énergétique :



Source : Global Data (2017).

Le pic de consommation a diminué de 14,3 GW à 14 GW sur la même période.

La production hydraulique équivalait à 24% (2018) de la production totale d'électricité finlandaise, tandis que le nucléaire totalisait 43% de la production.

- 50% de capacités de production d'électricité renouvelable d'ici à 2020 ;
- 5 TWh de production d'électricité d'origine éolienne d'ici à 2020 et 8 TWh d'ici à 2030 ;
- 100% de capacités de production d'électricité renouvelable d'ici à 2050.

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

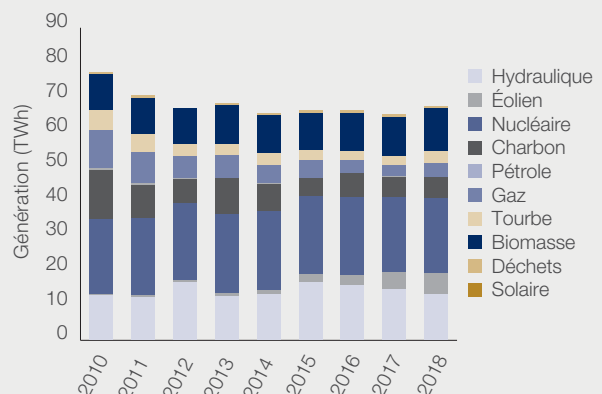
- subventionnement : l'État de Finlande verse des subventions pour l'investissement et la recherche dans le domaine des énergies renouvelables ;
- tarif *premium* : Les producteurs d'électricité renouvelable de technologies éolienne, biomasse et biogaz perçoivent un bonus variable égal à la différence 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.

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

#### Capacités de production électrique

La consommation en électricité en 2018 s'établit à 85,5 TWh, en baisse de 5% par rapport à 2010, tandis que sa production était de 65 TWh. La Finlande est importatrice nette d'électricité. Lourdemment dépendante des importations russes jusqu'à l'automne 2011, la Finlande s'est tournée vers la Suède pour son approvisionnement en énergie.



La capacité nucléaire totale projetée à l'horizon 2050 est de 3,3 GW en tenant compte de la mise en service de la centrale Olkiluoto 3 en 2020. Il est prévu que les capacités de production d'électricité à base de charbon soient démantelées d'ici à 2030 pour assurer le respect de l'engagement finlandais à l'Accord de Paris.

La part des énergies fossiles dans le mix énergétique finlandais a chuté sur les récentes années : de 29% sur la période 2014-2015, puis à nouveau de 10% sur la période 2016-2017.

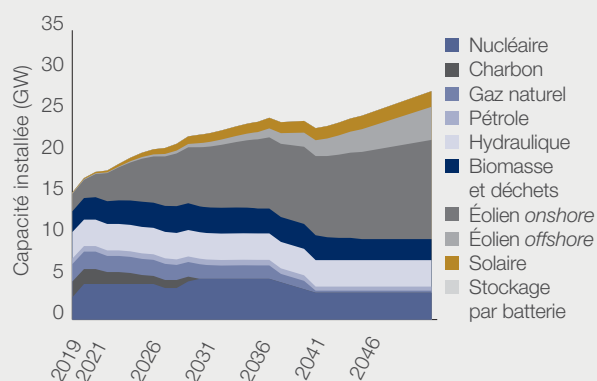
Source : IEA (2017).

## Capacités de production renouvelable

L'introduction d'un système de *feed-in tariffs* en 2011 a favorisé l'essor de la technologie éolienne. La capacité éolienne installée est passée de 199 MW en 2011 à 1 533 MW en 2016 avec des volumes de production passant respectivement de 481 GWh à 3 068 GWh. La technologie solaire est quant à elle minime dans le mix énergétique finlandais. Ensemble, les capacités de production hydraulique, éolienne et biomasse totalisent environ 45% de la capacité de production d'électricité totale en Finlande.

En 2017, 516 MW de nouvelle capacité éolienne ont été installés en Finlande.

D'ici à 2050 est prévue l'entrée en service de 1,8 Gwc de nouvelles capacités solaires et de 7,6 GW de capacités éoliennes additionnelles.



Source : Global Data (2017).

## Évolution du prix de gros moyen de l'électricité

2015 : 32,96 USD/MWh

2016 : 35,96 USD/MWh

2017 : 37,27 USD/MWh

2018 : 55,29 USD/MWh

Source : Statistics Finland.

## Paysage concurrentiel

Les principaux acteurs dans le secteur des énergies renouvelables en Finlande sont :

Nom	Capacité en opération
Kemijoki Oy	1 222 MW
Fortum Power	820 MW
Tuuliwatti Oy	465 MW
PVO Vesivoima Oy	413 MW

### 1.3.3.4 MOZAMBIQUE

#### Contexte et données macroéconomiques

Données générales :

- PIB : 12,6 milliards de dollars (2017) avec un taux de croissance de 3,7% ;
  - Services : 56,8%, Industrie : 23,9%, Agriculture : 19,3% ;
- Population : 29,67 millions (2017), dont 28,5% ont accès à l'électricité ;
- L'urbanisation progresse de 3,36% par an.

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 l'extension de 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 l'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 :

- D'une part, l'Agence française de développement finance le déploiement d'un mécanisme d'appel d'offres structuré pour le développement de centrales solaires et éoliennes de production d'énergie. Ce programme, mené par l'entreprise publique d'électricité EDM (Electricidade de Moçambique) avec le soutien de consultants internationaux et nationaux, vise à développer :
  - une installation de production d'électricité d'origine renouvelable d'une capacité totale de 30 à 40 MW pour lequel l'appel d'offres devrait être publié au quatrième trimestre 2019 ;
  - trois installations de production d'électricité d'origine renouvelable d'une capacité totale de 30 à 40 MW à l'horizon 2021.
- 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 que ne disposant pas d'échéances arrêtées à ce jour, ce processus se décomposera en trois phases :
  - phase 1 : développement de 60 MWc de capacité solaire et d'une installation de stockage ;
  - phase 2 : développement de 40 MW à 60 MW de petites installations hydrauliques ;
  - phase 3 : développement de 30 MWc à 60 MWc de capacité solaire, accompagnée d'une installation de stockage.

En parallèle de ces appels d'offres, Electricidade de Moçambique promeut le développement des renouvelables par l'attribution de contrats signés de gré à gré avec des développeurs de projets. À date, deux contrats de gré à gré ont été signés pour une capacité totale de 82 MWc, dont 41 MWc ont été attribués à Neoen.

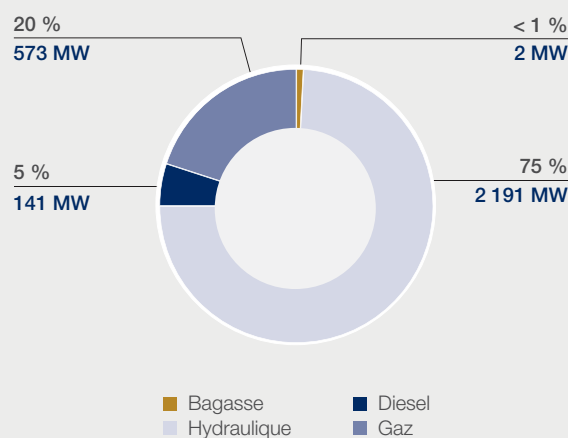
De nombreux programmes de développement d'installations d'énergies renouvelables *off-grid* (petites centrales solaires et mini-*grid* par exemple) sont par ailleurs soutenus au Mozambique par différentes institutions financières d'aide au développement (DFIs) pour permettre l'accès à l'électricité des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

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

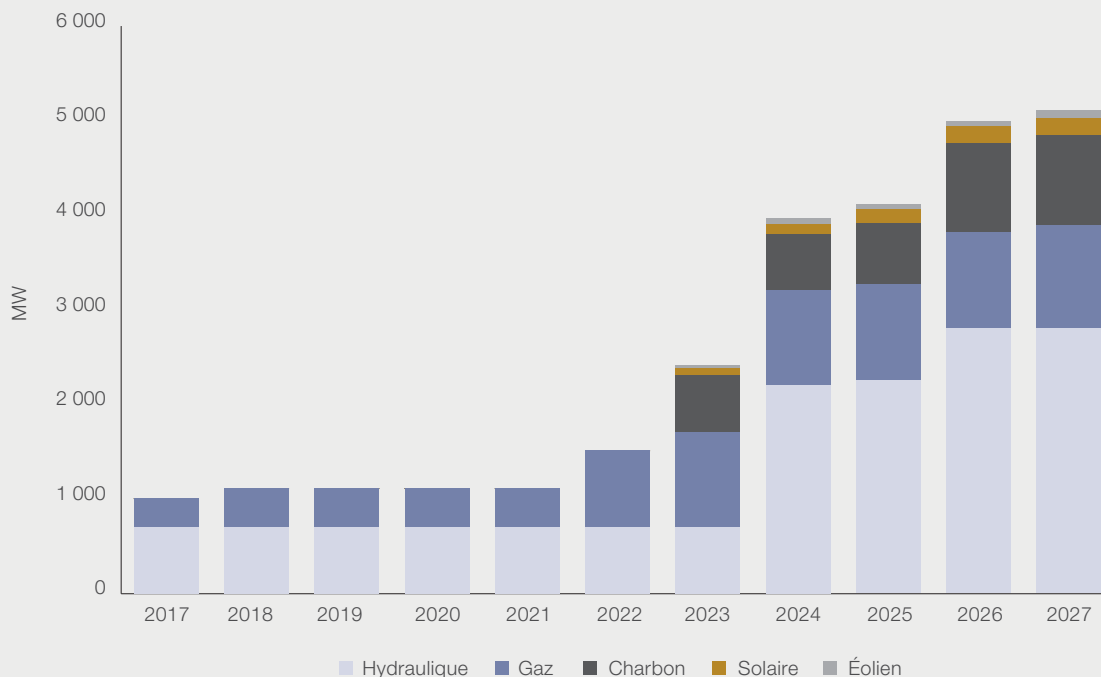
#### Capacités de production électrique

Les capacités de production électrique au Mozambique sont très majoritairement hydrauliques, avec sept centrales en opération pour une capacité cumulée de 2 191 MW. Les capacités fossiles installées ne représentent qu'un quart de la capacité de production totale d'électricité.

L'accroissement de la capacité de production électrique envisagée concernera toutes les énergies.



Source : EDM, « EDM Strategy 2018-2028 ».

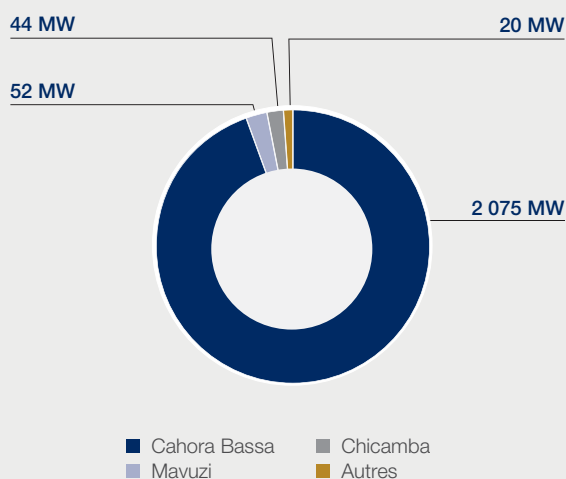


Source : EDM Annual Statistical Reports vs Master Plan.

## Capacités de production renouvelable

Aujourd'hui, l'intégralité de la capacité de production d'électricité d'origine renouvelable est hydraulique. La centrale de Cahora Bassa dispose d'un tarif de rachat de 95 dollars US par MWh avec EDM (Electricidade de Moçambique) à hauteur des 300 MW qui sont alloués à l'opérateur. Parallèlement, les centrales hydrauliques de Mavuzi (52 MW), de Chicamba (44 MW) ainsi que celle de Corumana (16,6 MW) ont conclu des contrats d'achat de 100% de l'électricité produite avec EDM.

### Capacités hydrauliques installées



Source : EDM Strategy 2018-2028.

Selon un rapport émis par EDM (EDM Strategy 2018 – 2028), à l'horizon 2027 est prévue l'entrée en service de nouvelles capacités de production d'électricité d'origine renouvelable se décomposant comme suit :

- cinq projets solaires d'une capacité cumulée de 170 MW ;
- deux projets éoliens d'une capacité cumulée de 60 MW ;
- quatre projets hydrauliques d'une capacité cumulée de 2 200 MW.

## Évolution des prix de gros moyen de l'électricité

2015 : 87,94 USD/MWh

2016 : 76,83 USD/MWh

2017 : 47,85 USD/MWh

2018 : 49,81 USD/MWh

Source : South African Power Pool.

## Paysage Concurrentiel

Nom	Capacité en opération
Electricidade de Moçambique	451 MW
CTRG	175 MW
Gigawatt	110 MW
Kuvinga	40 MW



### 1.3.3.5 ZAMBIE

#### Contexte & données macroéconomiques

Données générales :

- PIB : 25,6 milliards de dollars (2017) avec une croissance moyenne de 4% ;
  - Services : 59%, Industrie : 35,6%, Agriculture : 5,4% ;
- Population : 16,4 millions (2017) dont seuls 27,2% ont accès à l'électricité.

La *Rural Electrification Authority* (REA) a été créée en 2003 pour fournir des infrastructures d'accès à l'électricité dans les zones rurales et faire progresser le taux d'accès dans ces zones. L'objectif est un taux d'électrification de la population porté à 51% à horizon 2030 contre 3% en 2017.

L'électricité en Zambie est à ce jour majoritairement produite à partir de capacités hydrauliques. Le gouvernement Zambien se dit par ailleurs favorable à l'installation de nouvelles capacités d'énergie renouvelable comme en atteste l'instruction donnée en 2016 par le président Lungu de développer au moins 600 MWc de capacité solaire.

À ce jour, la pénétration des énergies renouvelables, hors technologie hydraulique, est donc soutenue par le programme *GetFit Zambia* lancé en 2015 ainsi que par le programme *IFC Scaling Solar* de la Banque Mondiale :

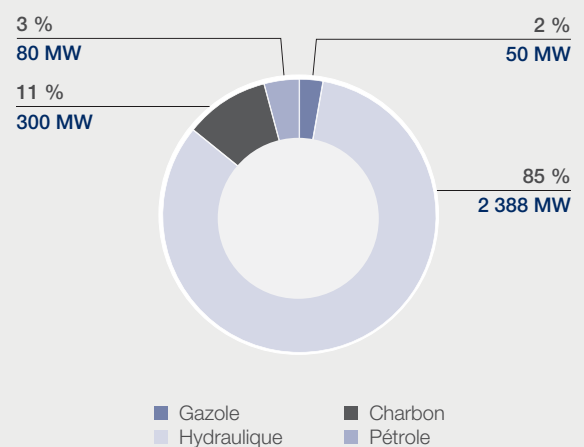
- l'*IFC Scaling solar* est un processus d'appel d'offres concurrentiel comprenant un financement préétabli ainsi que des produits d'assurance et de risque. Dans ce cadre, le Groupe a remporté en 2016 une capacité de 54 MWc sur les 100 MW proposés lors du premier volet du programme. En mai 2017, l'Industrial Development Corporation, avec le soutien de l'IFC a décidé de lancer un second appel d'offres pour une capacité de 200 à 300 MWc de projets solaires. Douze participants, dont le Groupe, ont été pré-qualifiés pour l'appel d'offres en juin 2017 ;
- le programme *GetFit Zambia* en 2015 vise à soutenir le déploiement de 200 MW d'énergie renouvelable avant 2020, par le biais d'une série de projets d'une taille unitaire maximale de 20 MW. La première étape de ce programme a été lancée début 2018 : le 5 avril 2019, 6 projets solaires ont été lauréats de ce premier appel d'offres, pour une capacité totale de 120 MWc.

#### Capacité de production électrique

La consommation finale d'électricité en 2017 est de 10 858 GWh, répartis principalement entre l'industrie (60%) et le résidentiel (30%).

La Zambie avait une capacité en opération de 2 897 MW en 2017, dont la majorité provient de l'hydraulique (2 398 MW) et d'une nouvelle centrale à charbon (300 MW).

#### Capacité installée par technologie (2017)



Source : Global Data (2017)

#### Capacité de production renouvelable

Seuls 88 MWc de capacité ont été attribués lors du premier processus d'appel d'offres de l'*IFC Scaling Solar* sur les 100 MWc soumis à l'appel d'offres. Cette capacité était répartie ainsi :

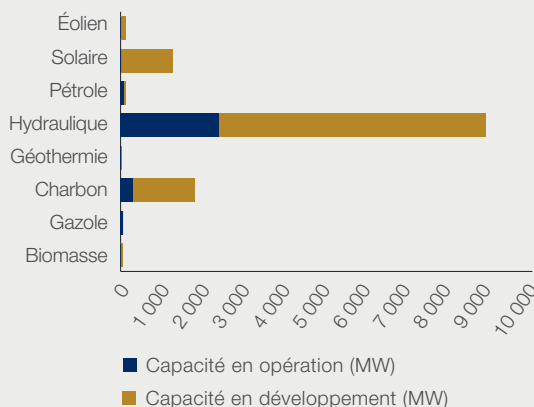
- 54 MWc de solaire remportés par Neoen : l'électricité sera vendue à ZESCO pendant 25 ans à un tarif de 60,15 USD/MWh ;
- 34 MWc de solaire remportés par Enel : l'électricité sera vendue à ZESCO pendant 25 ans à un tarif de 78,4 USD/MWh.

S'agissant du programme *GetFit Zambia* dont les résultats ont été annoncés le 5 avril 2019 l'enchère la plus basse était de 39,99 USD/MWh tandis que le prix moyen des six projets lauréats était de 44,1 USD/MWh.

Enfin, six projets hydrauliques totalisant une capacité de 2 066 MW et détenus par ZESCO sont actuellement en cours de développement.

À l'horizon 2030, les prévisions de marché établies par Global Data prévoient la poursuite d'un fort développement des installations solaires et hydrauliques pour accompagner la croissance, l'évolution démographique et l'électrification du pays.

### Capacité installée et en développement (2017-2030)



Source : Global Data (2017).

### Évolution du prix au consommateur moyen de l'électricité

Historiquement, les tarifs de l'électricité en Zambie ont été fortement subventionnés et étaient parmi les plus bas d'Afrique australe. Ces subventions directes et indirectes ont été accordées à tous les secteurs, y compris les mines, les industries et les ménages.

2015 : 61,52 USD/MWh

2016 : 49,04 USD/MWh

2017 : 93,39 USD/MWh

2018 : 85,64 USD/MWh

Source : South African Power Pool.

### Paysage concurrentiel

Nom	Capacité en opération
ZESCO	2 222 MW
Maamba Collieries	300 MW
Itezhi-tezhi Power Corporation	120 MW
Lusmfwa Generation Plants	56 MW
Neoen	54 MW

## 1.3.3.6 AUSTRALIE

### Contexte et données macroéconomiques

Données générales :

- PIB : 1 320 milliards de dollars (2017) avec un taux de croissance de 2% ;
  - Services (70,3%), Industrie (26,1%), Agriculture (3,6%) ;
- Population : 24,6 millions (2017), dont 100% ont accès à l'électricité ;
- L'Australie est membre de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE).

Au terme de l'Accord de Paris, l'Australie s'est engagée à réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> de 26 à 28% d'ici à 2030 par rapport à leur niveau de 2005.

Le Gouvernement australien s'est par ailleurs engagé à ce que 23,5% de sa production d'électricité provienne, d'ici à 2020, de sources renouvelables. À l'horizon 2030, il est prévu que le renouvelable compte pour 49% du mix énergétique, et 78% pour 2050 (incluant l'hydraulique).

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 met 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.

En parallèle, le vieillissement du parc de centrales à charbon (dont certaines ont près de 50 ans d'opération) va entraîner leur démantèlement progressif. Il est projeté que près de la totalité du parc

de centrales à charbon soit démantelée d'ici 2050. À l'horizon 2030, devraient être démantelées près de 7 GW de centrales à charbon puis près de 20 GW supplémentaires après 2033.

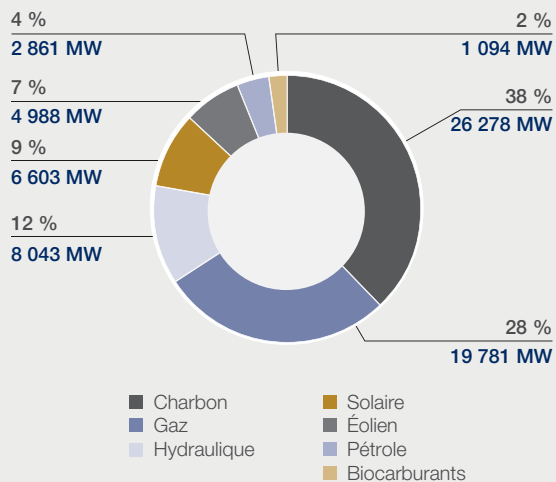
Enfin, au-delà des objectifs nationaux, les États australiens ont la possibilité d'avoir leurs propres objectifs et de structurer leur propre programme en faveur de la réduction des émissions carbone et/ou du développement des énergies renouvelables sur leurs territoires. L'État de Canberra a ainsi un objectif de mix énergétique composé à 100% d'énergie renouvelable d'ici à 2020, l'État de Victoria vise une proportion de 40% à horizon 2025, le Queensland vise 50% en 2030 (contre 5% aujourd'hui), l'État d'Australie Méridionale vise 50% d'ici 2025 et enfin la Nouvelle-Galles du Sud a un objectif de 20% pour 2020. Les États du Queensland et de Victoria ont initié le lancement de leurs propres appels d'offres. Bien qu'aucun calendrier de prochaines procédures d'appel d'offres n'ait été publié, il est probable que de nouvelles procédures seront nécessaires afin de remplir les objectifs à long terme de chaque état.

### Capacités de production électrique

En 2017, la consommation d'électricité était de 241 TWh et devrait croître modérément d'ici 2030 avec un taux de croissance annuel moyen de 0,6%.

Au 31 décembre 2017, la capacité électrique installée était d'environ 69,6 GW, comprenant des capacités de charbon (26,5 GW), de gaz naturel (19,8 GW), hydraulique (8 GW), solaire (6,6 GW), éolienne (4,9 GW) et biomasse (1,1 GW).

Capacité installée par technologie (2017)

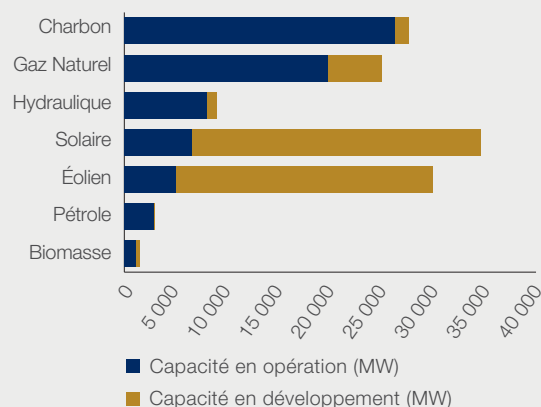


Source : Global Data (2017).

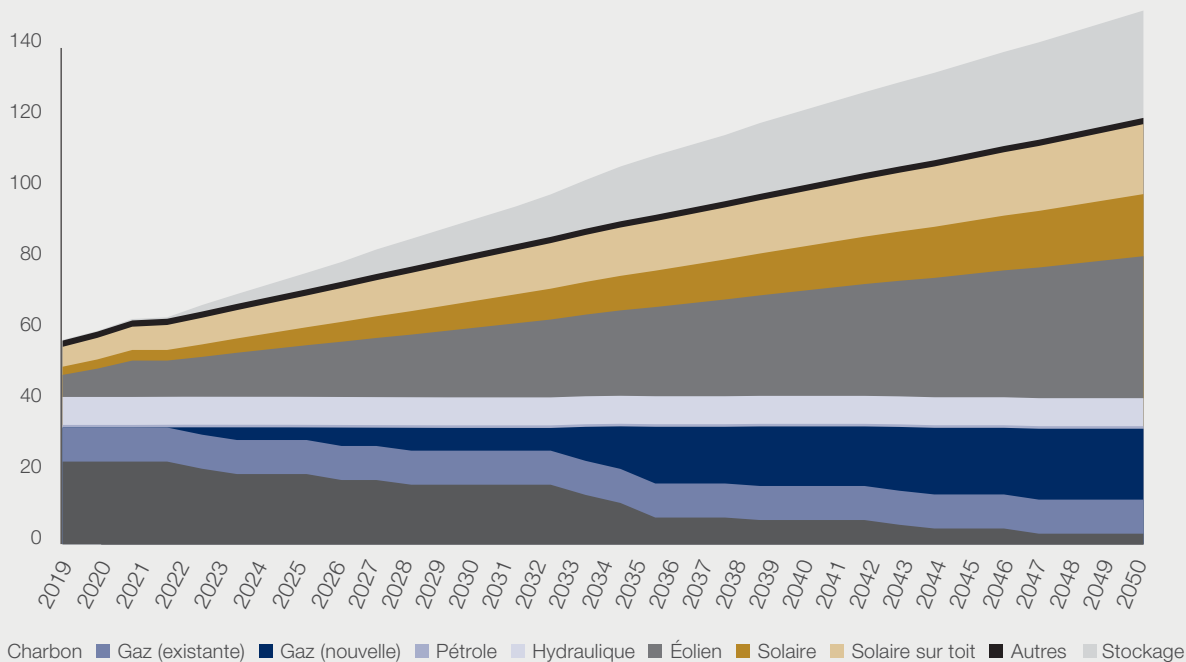
Capacités de production renouvelable

À horizon 2030, les unités éoliennes et solaires devraient respectivement représenter 20 GW et 5 GWc de capacités installées, soit un accroissement de 10 GW et 3 GWc sur la période ou un taux de croissance annuel moyen de 5,5% et 7,5%.

Capacité installée et en développement (2017-2030)



Source : Global Data (2017).



Source : Baringa (2017).

## Évolution du prix de gros moyen de l'électricité

Le prix de l'électricité s'est historiquement situé entre 40 et 60 AUD/MWh sur le marché *spot*. Ceci a brusquement changé en 2016 quand le système électrique a basculé dans une situation de tension sur le réseau en termes de marge de réserve de capacité. Les prix ont alors augmenté jusqu'à 100 AUD/MWh en moyenne.

Cette augmentation des prix de marché de l'électricité est favorable au développement des énergies renouvelables qui sont les installations électriques les plus compétitives.

2014 : 46,55 USD/MWh

2015 : 29,18 USD/MWh

2016 : 47,67 USD/MWh

2017 : 65,44 USD/MWh

2018 : 64,88 USD/MWh

Source : Australia Energy Market Operator.

## Paysage concurrentiel

Les principaux concurrents du Groupe en Australie dans le secteur du renouvelable sont :

Nom	Capacité en opération
Neoen	753 MW
Infigen	558 MW
Tilt Renewable	440 MW
Edify	438 MW

### 1.3.3.7 SALVADOR

#### Contexte et données macroéconomiques

Données générales :

- PIB : 24,8 milliards de dollars (2017) avec une croissance de 2,3% ;
  - Services : 60,3%, Industrie : 27,7%, Agriculture : 12% ;
- Population : 6,38 millions (2017), dont 98,6% ont accès à l'électricité.

Le marché de l'électricité dans le pays est entièrement libéralisé, avec 16 sociétés de production opérant sur le marché en juin 2017. Le seul producteur public est la Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) qui exploite la totalité de la capacité hydraulique raccordée au réseau au Salvador, ce qui représente 30% de la capacité en opération du pays.

Le Salvador s'est fixé pour objectif d'atteindre 100% de capacité en opération de production renouvelable mais n'a pour le moment établi aucun planning pour y parvenir.

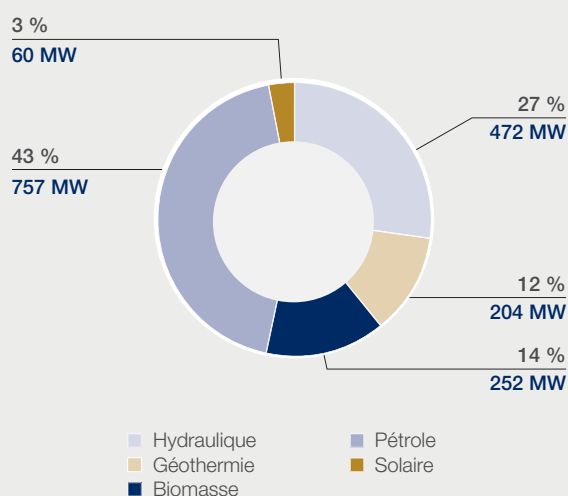
Le président récemment élu, Nayib Bukele (parti centre-droit - GANA) a souligné dans son programme de campagne les intentions suivantes :

- réaffirmation de l'objectif national d'un mix énergétique 100% renouvelable (sans échéancier précis) ;
- promotion du géothermique, du photovoltaïque et de l'hydraulique ;
- augmentation de la présence d'ombrières en zones rurales et péri-urbaines.

#### Capacités de production électrique

Le pays est le premier producteur d'énergie géothermique d'Amérique Centrale. En 2017, la capacité totale installée au Salvador était de 1 853 MW, répartie en 553 MW de capacité hydraulique, 204 MW de capacité géothermique, 757 MW de capacité thermique, 279 MW de capacité biomasse et 60 MW de capacité solaire. La consommation d'électricité en 2017 était de 6 562 GWh.

#### Capacité installée par technologie (2017)



Source : CNE (2017).

Selon le Consejo Nacional de Energía (CNE), la demande d'électricité devrait croître à un rythme moyen de 2,2% par an, pour atteindre 7 964 GWh (+23%) en 2030.



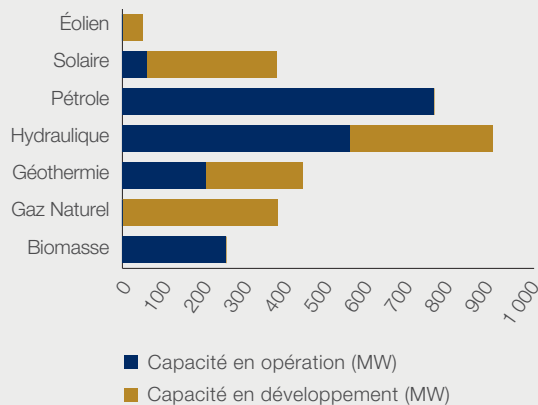
### Capacités de production renouvelable

Dès 2007, le gouvernement a lancé un programme d'exonération d'impôts sur le revenu de 5 à 10 ans afin d'inciter au développement des énergies. Dès 2013, plusieurs séries d'appels d'offres ont été programmées :

- en 2013 – premier appel d'offres pour une capacité de 15 MW allouée aux technologies solaire et hydraulique à un prix moyen de 181,12 USD/MWh ;
- en 2014 – second appel d'offres pour une capacité de 100 MVA de capacité solaire et éolienne allouée à un prix moyen de 109,01 USD/MWh. Neoen a gagné 60 MVA ;
- en 2017 – troisième appel d'offres pour une capacité de 170 MW :
  - éolien : 50 MW alloués à 98,78 USD/MWh,
  - solaire : 100 MVA alloués à 51,48 USD/MWh à Neoen ;
- en mars 2019 – quatrième appel d'offres pour une capacité allouée de 9 MW :
  - solaire : 8 MWh alloués à 76,79 USD/MWh ;
  - biogaz : 0,85 MW (155 USD/MWh).

À l'horizon 2030, les installations solaires devraient voir leur capacité multipliée par cinq tandis que les installations éoliennes devraient pénétrer le marché salvadorien, comme décrit dans le graphique ci-dessous :

### Capacité installée et en développement (2017-2030)



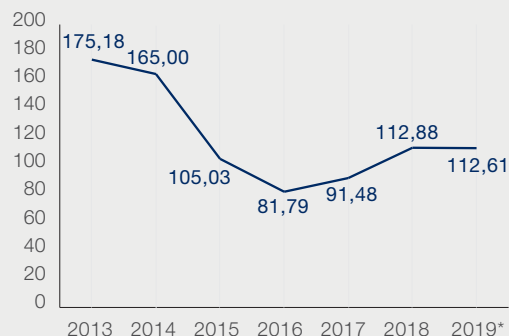
Source : CNE and global Data (2017).

### Évolution du prix de gros moyen l'électricité

- 2014 : 165 USD/MWh
- 2015 : 105,03 USD/MWh
- 2016 : 81,79 USD/MWh
- 2017 : 91,48 USD/MWh
- 2018 : 112,88 USD/MWh
- 2019\* : 112,61 USD/MWh

Les prix de l'électricité au Salvador ont baissé en 2015 et 2016 en raison d'une augmentation de la production d'énergie hydraulique et solaire. Cette tendance devrait se poursuivre avec la pénétration accrue des énergies renouvelables et la mise en service d'une centrale à gaz de 355 MW en 2021.

### Prix moyen de l'électricité (en USD/MWh)



Source : Unidad de Transacciones (\*janvier et février) (2019).

### Paysage concurrentiel

Nom	Capacité en opération
AES	103 MW
Neoen	101 MW + 143 MW en construction (solaire et stockage)
Tracia Network Group	50 MW
Real Infrastructure	44 MW

### 1.3.3.8 JAMAÏQUE

#### Contexte et données macroéconomiques

Données générales :

- PIB : 14,8 milliards de dollars (2017) avec un taux de croissance de 1% ;
  - Services : 71,2%, Industrie : 21,3%, Agriculture : 7,5% ;
- Population : 2,9 millions (2017), dont 98,2% ont accès à l'électricité.

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 la mise en place de nouvelles capacités de production. La GPE fonctionne en partenariat avec la Jamaican Public Service (JPS), 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 l'horizon 2020, et a fixé pour cible que le mix énergétique jamaïcain comprenne 30% d'énergies renouvelables d'ici à 2030 et 50% d'énergies renouvelables d'ici à 2030.

Pour satisfaire à ces objectifs, deux appels d'offres successifs ont eu lieu en 2012 et 2015 pour une capacité totale de 152 MW. La publication du nouvel *Integrated Resource Plan* est attendue au second semestre 2019, à la suite duquel de nouveaux appels d'offres devraient être lancés.

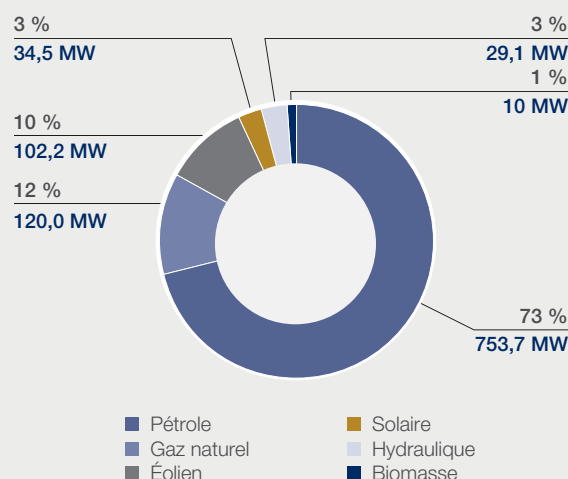
Le gouvernement a développé un corpus de politiques incitatives en faveur des énergies renouvelables. À ce titre, les développeurs de projets d'énergie renouvelable peuvent bénéficier d'exemptions fiscales sur certaines importations d'équipements de production d'énergies renouvelables.

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

#### Capacités de production électrique

Le marché jamaïcain est très sensible aux variations du prix du pétrole et l'un des principaux moteurs de la politique gouvernementale est la diversification de l'approvisionnement énergétique et le développement des énergies renouvelables afin d'assurer la sécurité et l'indépendance énergétiques.

#### Capacité installée par technologie (2017)

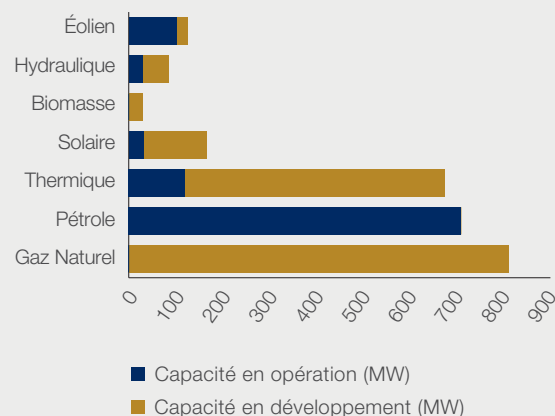


Source : Global Data.

En 2017, la capacité en opération en Jamaïque totalisait 1 049 MW, soit 71,8% de centrales thermiques au pétrole, 11,1% de centrales thermiques au gaz, 9,7% d'éoliennes terrestres, 3,3% d'énergie solaire photovoltaïque, 2,8% d'énergie hydraulique et 0,9% de production thermique à partir de la biomasse.

La croissance prévue de la capacité d'ici à 2030 porte la capacité en opération totale à 1 261 MW, soit 44% de centrales au pétrole, 32% de centrales au gaz, 8,8% de capacité éolienne terrestre, 7% d'énergie hydraulique et 6,5% de photovoltaïque solaire. En outre, 136 MW de capacité solaire photovoltaïque, 24 MW éolien et 56 MW d'énergie hydraulique ont été attribués et devraient être construits.

#### Capacité installée et en développement (2017-2030)



Source : Global Data (2017).

## Capacités de production renouvelable

L'*Office of Utilities Regulation* (« OUR ») et la *Jamaica Public Service Company* (« JPS ») ont lancé deux programmes d'appels d'offres :

- une première phase d'appels d'offres en 2012 portant sur 115 MW de capacité renouvelable : 60,3 MW de capacité éolienne et 20 MWc de capacité solaire ont été attribués à un prix de 188 USD/MWh ;
- une seconde phase d'appel d'offres portant sur 37 MW de capacité renouvelable en 2015 : l'intégralité de cette capacité a été décernée à Neoen pour un tarif de 85 USD/MWh.

À ce jour, le principal projet en construction est le projet solaire *Paradise Park* (51 MWc) détenu majoritairement par Neoen.

## Prix moyen de l'électricité

À titre indicatif, le tarif moyen de l'électricité au consommateur constaté en 2017 était de 279 USD/MWh (*Source : Baringa 2018*).

## Paysage Concurrentiel

Nom	Capacité en opération
Jamaica Energy Partners	250 MW
Jamaican Public Service Company Limited	207 MW
Jamaica Private Power Company (InterEnergy Group)	121 MW
Petroleum Corporation of Jamaica	63 MW
New Fortress Energy/Jamalco	53 MW

### 1.3.3.9 ARGENTINE

#### Contexte et données macroéconomiques

Données générales :

- PIB : 637,6 milliards de dollars (2017) avec une croissance de 2,9% ;
  - Services : 61,1%, Industrie : 28,1%, Agriculture : 10,8% ;
- Population : 44,3 millions (2017), dont 100% ont accès à l'électricité.

Le gouvernement argentin entend augmenter la capacité installée de production d'électricité de 22 GW d'ici à 2025 par rapport à son niveau de 2017. La capacité actuelle installée s'élève à 36,2 GW.

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement a mis en place plusieurs mesures, notamment :

- le lancement d'appels d'offres portant sur des capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ;
- le lancement d'appels d'offres portant sur des capacités de production d'électricité hydrauliques et thermiques ;
- le lancement d'appel d'offres portant sur la construction de nouvelles capacités de transmission (lignes électriques) ;
- des mesures d'incitation fiscale ;
- une exemption, illimitée dans le temps, des droits de douane pour les modules solaires.

En mai 2016, le gouvernement a ainsi lancé un programme d'appels d'offres « RenovAr » dédié au développement d'installations d'énergies renouvelables. Pour les tours 1 et 2 du programme RenovAr, une capacité totale de 2 424 MW et de 2 043 MW respectivement a été allouée.

Le tour 3 du programme dit « MiniRen » – nommé ainsi en raison des capacités réduites qu'il permet de proposer – était annoncé pour l'automne 2018. Il a été reporté à l'été 2019.

Sebastian Kind (Secrétaire d'État aux Énergies renouvelables et à l'Efficacité énergétique) a annoncé que le gouvernement travaillait sur l'organisation du tour 4 du programme RenovAr. Selon sa déclaration, cet appel d'offres – attendu pour la fin d'année 2019 – permettra de décongestionner le réseau par la construction de nouvelles lignes haute tension.

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. Ces objectifs nationaux sont les suivants :

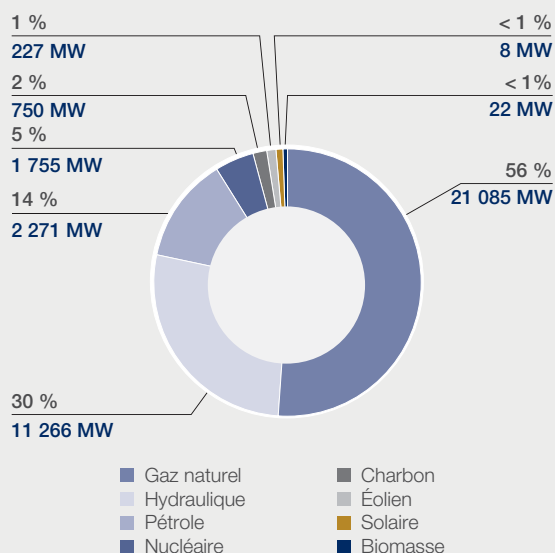
- 12% de production d'électricité à partir d'électricité renouvelable pour 2019 ;
- 14% de production d'électricité à partir d'électricité renouvelable pour 2020 ;
- 16% de production d'électricité à partir d'électricité renouvelable pour 2021.

#### Capacités de production électrique

La capacité installée totale électrique (36,2 GW) est composée de capacités thermiques alimentées au gaz naturel (55%), hydrauliques (30%), pétrolières (14%), nucléaires (5%) et de centrales à charbon (2%).

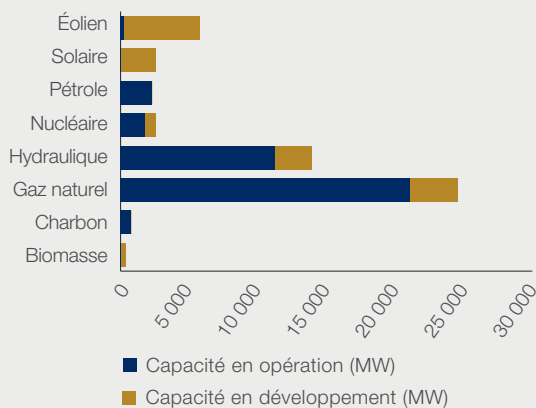
Le gouvernement a pour objectif de porter cette capacité installée à 58 GW, accroissement qui se décomposerait de la façon suivante : +10 GW d'énergies renouvelables non hydrauliques, +8 GW de capacité thermique, +3 GW de capacité hydraulique et +1,9 GW de capacité nucléaire.

### Capacité installée par technologie (2018)



Source : CAMMESA (2018).

### Capacité installée et en développement (2017-2030)



Source : CAMMESA & Global Data (2017).

### Capacités de production renouvelable

Ces dernières années, les projets d'énergie renouvelable se sont multipliés dans le cadre des appels d'offres RenovAr.

Une capacité de 1 142 MW d'énergie renouvelable a été allouée pour le tour 1 d'octobre 2016. Elle se décompose comme suit :

- 707,5 MW de capacité éolienne – 12 projets au prix moyen de 58,22 USD/MWh ;
- 400 MWh de capacité solaire – 4 projets au prix moyen de 59,75 USD/MWh ;
- 34,5 MW de capacité biomasse – 13 projets.

Une capacité de 1 282 MW d'énergie renouvelable a été allouée pour le tour 1,5 de novembre 2016. Elle se décompose comme suit :

- 765,4 MW de capacité éolienne – 10 projets au prix moyen de 53,68 USD/MWh ;
- 516,2 MWh de capacité solaire – 20 projets au prix moyen de 54,84 USD/MWh, dont un projet de 106,7 MWh attribué à Neoen.

Une capacité de 2 043 MW d'énergie renouvelable a été allouée pour le tour 2 d'août 2017. Elle se décompose comme suit :

- 993,4 MW de capacité éolienne – 12 projets au prix moyen de 50,76 USD/MWh ;
- 816,3 MWh de capacité solaire – 17 projets au prix moyen de 50,92 USD/MWh, dont un projet de 101,3 MWh attribué à Neoen ;
- 233,3 MW de capacité renouvelable (hors solaire et éolienne) – 59 projets.

### Évolution du prix moyen de l'électricité

Les prix de l'énergie en Argentine ont toujours été fortement subventionnés. Le tableau ci-dessous met en perspective les tarifs de gros de vente de l'électricité avec l'estimation de son coût réel de production (USD/MWh) :

	Tarif réglementé	Estimation de coût réel
2015	13,04	71,155
2016	8,15	70,92
2017	13,4	70,88
2018	10,72	82,52

Source : Comisión Nacional de Energía Atómica.

### Paysage concurrentiel

Nom	Capacité en opération
Genneia SA	364 MW
Pampa Energy	206 MW
Central Puerto	147 MW
Energia y Minerai Sociedad del Estado	100 MW
360 Energy	90 MW



### 1.3.3.10 MEXIQUE

#### Contexte et données macroéconomiques

Données générales :

- PIB : 1 151 milliards de dollars (2017) avec une croissance moyenne de 2,2% sur la période 2000-2017 ;
  - Services : 64%, Industrie : 31,6%, Agriculture : 3,9% ;
- Population : 129,2 millions (2017) dont plus de 99% ont accès à l'électricité ;
- Le Mexique est membre de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE).

Quatre facteurs influencent la dynamique du marché de l'électricité :

- l'augmentation rapide (4% par an) de la demande liée à la croissance économique du pays ;
- la récente réforme du marché libéralisant les marchés des hydrocarbures et de l'électricité ;
- la segmentation de la *Comisión Federal de Electricidad* (CFE), opérateur historique, en plusieurs entités indépendantes ;
- l'ouverture à la concurrence de la production d'électricité et la création d'une agence indépendante de gestion et de contrôle du réseau (*Centro Nacional de Control de Energía*).

La réforme du secteur de l'énergie s'est en outre traduite par la mise en place de nouveaux objectifs en faveur du développement des énergies renouvelables :

- 30% de renouvelables en 2021 et 35% en 2024 (en proportion dans le mix énergétique mexicain) ;
- 50% de production d'électricité d'origine renouvelable d'ici à 2050.

Pour soutenir ses ambitions de développement de la part du renouvelable dans le mix énergétique, le gouvernement mexicain a mis en place :

- une réglementation autorisant les producteurs à conclure des contrats bilatéraux à long terme avec des acheteurs privés ;
- la création de certificats d'énergie propre (*certificados de energía limpia*) dont l'objectif est d'augmenter la demande d'électricité produite à partir de technologies propres ;
- l'organisation de séries d'appels d'offres publics débouchant sur des contrats d'achat d'électricité à prix fixe et à long terme.

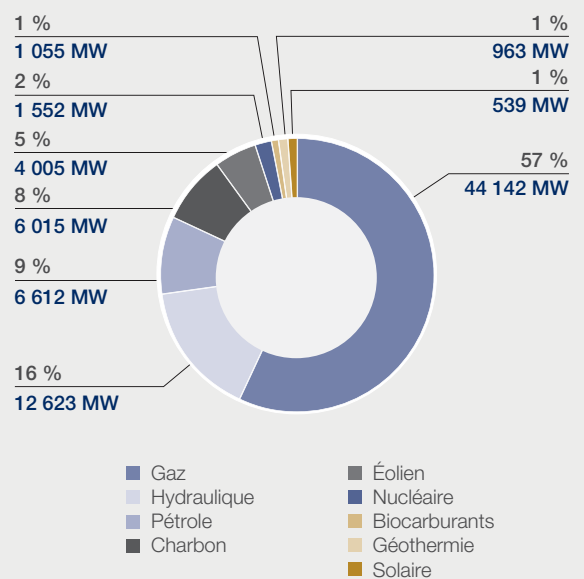
Bien qu'il ait réaffirmé ces objectifs chiffrés, Andrés Manuel Lopez Obrador, président élu en juillet 2018, s'est en même temps donné pour priorité le renforcement de la CFE. Après le succès des trois premiers appels d'offres publics, le président a annulé le quatrième appel d'offres dont les résultats devaient être donnés peu après son élection. En conséquence, et devant les prix de marché élevés de l'électricité et l'important gisement du pays en termes de ressources en énergies renouvelables, nombre de développeurs s'orientent aujourd'hui vers des projets 100% marchands ou mixant part marchande et contrats d'achats privés de l'électricité produite.

#### Capacités de production électrique

La production d'électricité au Mexique provient à ce jour principalement d'énergies fossiles.

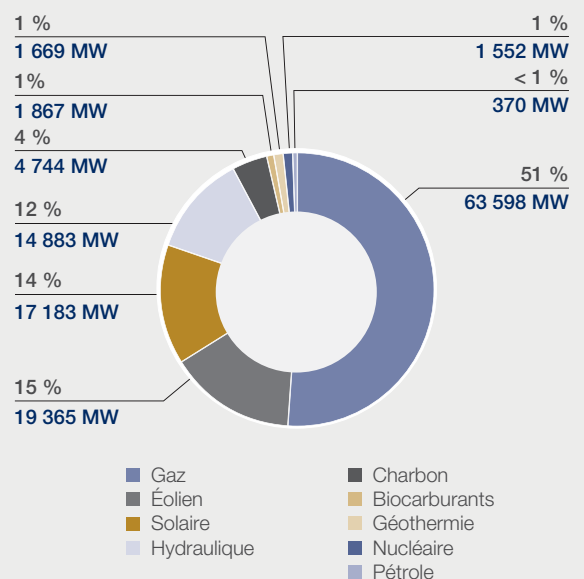
En 2017, la capacité de production totale au Mexique s'élevait à 77,5 GW pour une production de 329 TWh. Le Mexique est interconnecté avec les États-Unis (1 733 MW), le Guatemala (120 MW) et le Belize (50 MW).

#### Capacité installée par technologie (2017)



Source : Gobar Data (2017).

#### Projection de capacité installée par technologie (2030)



Source : Global Data (2017).

## Capacités de production renouvelable

Les 66 projets lauréats des trois premiers appels d'offres publics se sont vu décerner des contrats d'achat de 15 ans de l'électricité produite et de 20 ans pour les CELs. Situés dans 18 états différents, ces 66 projets représentent une capacité totale de 7 GW.

En mars 2016, le premier appel d'offres public a attribué une capacité totale de 2 085 MW se décomposant comme suit :

- 1 689 MWc de solaire, dont l'enchère la plus basse est ressortie à 35,4 USD/MWh ;
- 396 MW d'éolien, dont l'enchère la plus basse est ressortie à 42,8 USD/MWh.

En septembre 2016, le deuxième appel d'offres a attribué une capacité totale de 3 463 MW se décomposant comme suit :

- 1 558 MWc de solaire, dont l'enchère la plus basse est ressortie à 27,1 USD/MWh ;
- 900 MW d'éolien, dont l'enchère la plus basse est ressortie à 32,1 USD/MWh.

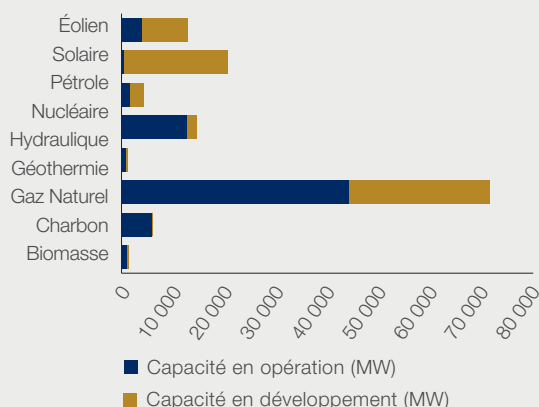
En novembre 2017, le troisième appel d'offres a attribué une capacité totale de 2 181 MW se décomposant comme suit :

- 1 330 MWc de solaire, dont l'enchère la plus basse est ressortie à 18,9 USD/MWh ;
- 851 MW d'éolien, dont l'enchère la plus basse est ressortie à 17,7 USD/MWh et dont un projet de 375 MWc attribué à Neoen.

Au 31 décembre 2018, la capacité renouvelable en opération au Mexique se décomposait comme suit :

- solaire : 1 126 MWc ;
- éolien terrestre : 4 367 MW ;
- hydraulique : 12 598 MW ;
- géothermique : 926 MW.

Le gouvernement mexicain prévoit, d'ici à 2030, la mise en service de plus de 60 GW de capacités de production d'électricité supplémentaires. Dans cette perspective, les technologies solaires et éoliennes bénéficieront du plus fort potentiel de croissance avec l'entrée en opération de 20 GWc et près de 9 GW respectivement, tel que décrit dans le graphique ci-dessous.



Source : Global Data (2017).

## Évolution du prix de gros moyen de l'électricité

2016 : 37 USD/MWh

2017 : 47 USD/MWh

2018 : 64 USD/MWh

2019 : 81 USD/MWh\*

\* Moyenne des mois de janvier et février 2019.

Source : Antuko.

## Paysage concurrentiel

En parallèle des installations que développe la CFE, les principaux exploitants et développeurs de projets de production d'électricité d'origine renouvelable sont :

Nom	Capacité en opération
Enel	675 MW
Acciona Energia	556 MW
Sempra Energy	407 MW
EDF	391 MW

### 1.3.3.11 ÉTATS-UNIS

#### Contexte et données macroéconomiques

Données générales :

- PIB : 19,490 milliards de dollars (2017), avec un taux de croissance de 2,2% ;
  - Services (80%), Industrie (19,1%), Agriculture (0,9%) ;
- Population : 329,3 millions (2017), dont 100% ont accès à l'électricité ;
- Les États-Unis sont membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE).

Deux instruments réglementaires participent à l'essor des énergies renouvelables.

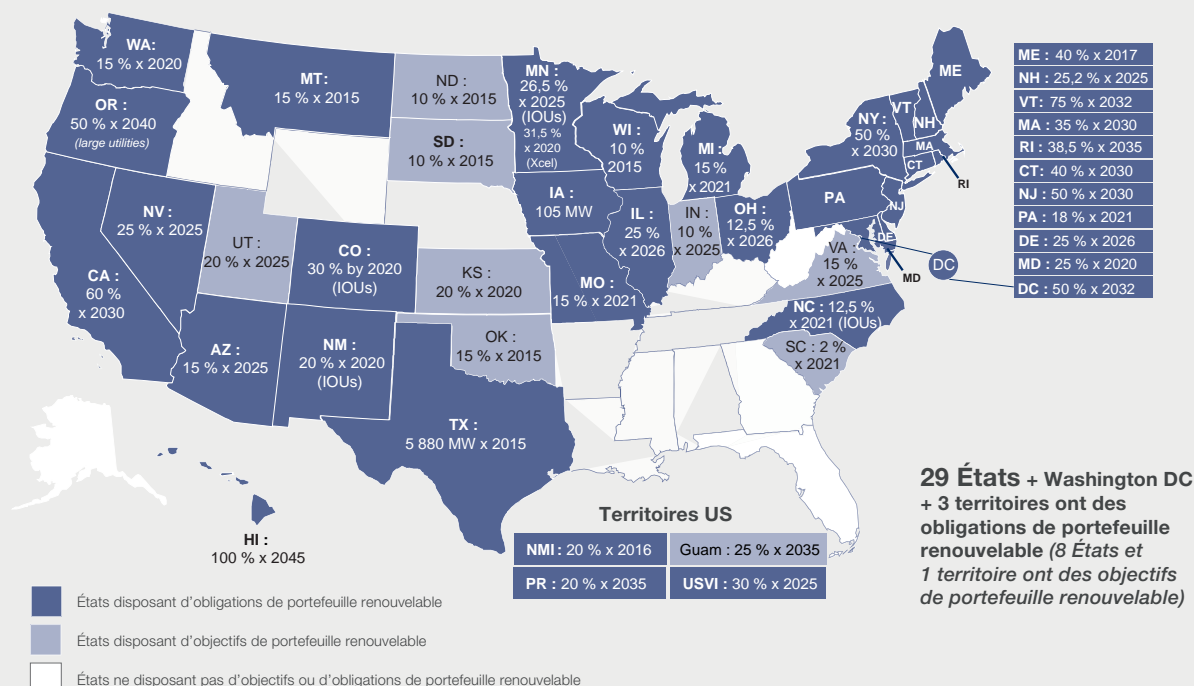
Le *Public Utility Regulatory Policy Act* (PURPA), adopté en 1978, promeut l'adoption de sources alternatives d'électricité par la création d'un marché de l'énergie réservé aux producteurs indépendants. Le PURPA enjoint les entreprises de distribution d'électricité (*utilities*) à acheter à ces producteurs indépendants l'électricité qu'elles n'auraient pas pu produire à un coût plus compétitif.

Par ailleurs, un système de crédits d'impôt bénéficie aux développeurs de projets solaires et éoliens. Le *production tax credit (PTC)* est un crédit d'impôt alloué pendant les dix premières années de production aux centrales éoliennes entrées en construction avant le 1<sup>er</sup> janvier 2020. L'*incentive tax credit (ITC)*, permet aux développeurs de projets solaires de récupérer près de 30% de leur investissement en coûts initiaux de construction via des crédits d'impôt dès la première année de production de la centrale solaire. Le taux de l'*ITC* est amené à décroître dans les prochaines années, et représentera un taux de 26% en 2020, de 22% en 2021 et de 10% à compter de 2022.

Enfin, 29 États ainsi que Washington DC ont adopté des objectifs chiffrés de pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique. Ainsi, au niveau fédéral, la logique de compétitivité économique de l'énergie prévaut et les centrales à charbon seront progressivement démantelées pour laisser place aux installations renouvelables, plus compétitives.

Au niveau national, les perspectives de développement du renouvelable sont peu claires. Les mesures anti-dumping mises en place pour les modules solaires par Donald Trump ont entraîné le décalage, parfois l'annulation, d'appels d'offres et de mise en service d'installations.

L'administration Trump a également légiféré pour la prolongation de la durée de vie des centrales à charbon sur tout le territoire.



Neoen développe actuellement des projets dans trois États (Washington, Arizona, Géorgie) dont les spécificités sont décrites ci-après.

#### L'État de Washington

Données générales :

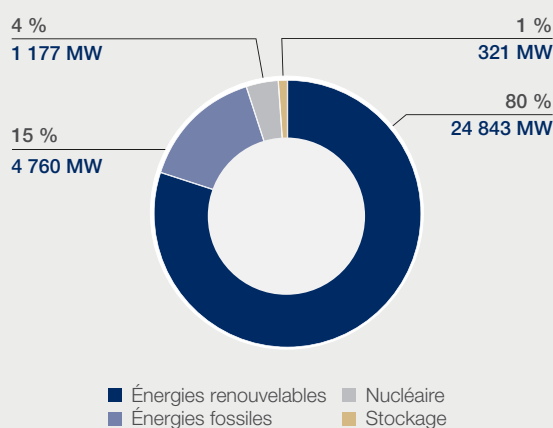
- PIB : 506,4 milliards de dollars (2017) ;
- Population : 7,4 millions (2017).

#### Prix (en USD/MWh) annuel moyen de gros de l'électricité

	01/01/2019	01/01/2018
	46,7	45,6

L'État de Washington dispose d'une capacité installée de production d'électricité de plus de 31 GW, dont la majorité se fonde sur l'exploitation des ressources hydrauliques de la rivière Columbia. À ce titre, il est l'État des États-Unis disposant de la plus grande capacité de production d'électricité d'origine renouvelable après la Californie. En outre, l'État de Washington s'est engagé en 2017 à ce que 50% de sa consommation d'électricité provienne, d'ici à 2032, de sources renouvelables (hors énergie hydraulique). À cet effet, 121 politiques et incitations réglementaires et fiscales ont été mises en place.

### Capacité installée par groupe technologique (2018)



Source : U.S. Energy Information Administration (2018).

Confirmant cette position, le Gouverneur de Washington, Jay Inslee, a pris dans sa proposition de budget biennuel (2019-2021), les engagements suivants :

- élimination des importations de charbon à l'horizon 2025 ;
- élimination des émissions de dioxyde de carbone à l'horizon 2030 ;
- 100% d'installations de production d'électricité renouvelable à l'horizon 2045 (incluant l'énergie hydraulique).

À cet effet, il a proposé en décembre 2018 dans son *Clean-Energy Plan* un budget de 268 millions de dollars en soutien aux renouvelables, comprenant :

- l'extension de 10 ans des programmes de crédits d'impôt existants pour le matériel et les équipements de production d'électricité renouvelable ;
- le renforcement de son investissement dans des fonds dédiés au développement du solaire ;
- le versement de 59 millions de dollars au *Clean Energy Fund* en charge de la recherche et du financement de projets de production d'électricité renouvelable.

À terme, il est aussi envisagé que la capacité hydraulique soit soustraite du calcul de la capacité totale d'énergies renouvelables locales afin de favoriser la pénétration des énergies solaire, éolienne et biomasse.

### L'État d'Arizona

Données générales :

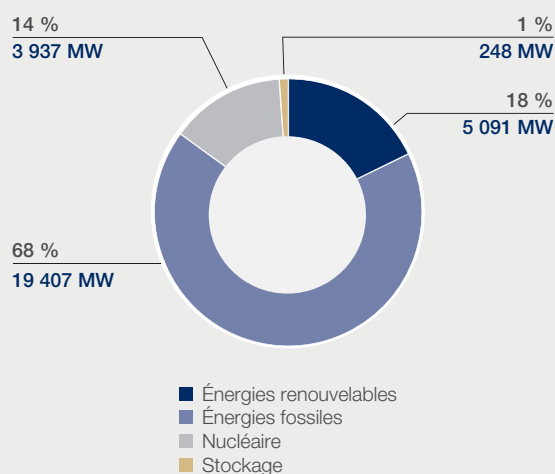
- PIB : 319 milliards de dollars (2017) ;
- Population : 7,02 millions (2017).

### Prix (en USD/MWh) annuel moyen de gros de l'électricité

	01/01/2019	01/01/2018
	59,6	59,6

L'Arizona est un État exportateur net d'électricité en raison de sa faible consommation d'énergie. Son mix énergétique est à ce jour fortement carboné car reposant majoritairement sur le gaz et le pétrole. La centrale de Kayenta, une des principales installations à charbon d'Arizona, sera néanmoins démantelée dans le courant de l'année 2019. Une seule centrale nucléaire est par ailleurs en opération, celle de Palo Verde (3 937 MW), qui sera quant à elle mise hors service à l'horizon 2047. Enfin, au 31 décembre 2018, les capacités renouvelables (essentiellement hydrauliques et solaires) comptaient pour 18% du mix énergétique de l'État.

### Capacité installée par groupe technologique (2018)



Source : U.S. Energy Information Administration (2018).

En 2006, l'Arizona Corporation Commission (ACC) s'est engagée à ce que le renouvelable compte pour 30% de son parc installé à l'horizon 2025.

Pour respecter son échéancier, l'Arizona a mis en œuvre une série de politiques incitatives en faveur du renouvelable, tant pour les développeurs privés (notamment *via* des crédits d'impôt pour les développeurs de projets éoliens et solaires) que pour certains distributeurs d'électricité (remboursement à prix fixe par MWh produit).

Ces politiques sont accompagnées d'appels d'offres lancés par le principal distributeur d'électricité local, la *Arizona Public Service Company*, portant sur une capacité de :

- 106 MW de batteries lithium-ion devant être installées avant juin 2020 ;
- 400 à 800 MW de capacité renouvelable devant être installées d'ici à janvier 2021.

Le distributeur *Salt River Project* a par ailleurs annoncé l'organisation d'appels d'offres successifs dès 2020 portant sur une capacité renouvelable totale de 1 GW à raison de 200 MW alloués par an.

En parallèle, l'élection à l'ACC de nouveaux commissaires favorables à l'essor des énergies renouvelables à la fin 2018 a relancé le débat d'une adoption plus importante du renouvelable : l'*Energy Modernization Plan*, visant 80% de capacité de production électrique verte à l'horizon 2050 – et qui avait été rejeté en fin d'année dernière – fera l'objet d'un nouveau vote.

Enfin, une décision de la Cour suprême d'Arizona (2004) interdisant la dérégulation du marché de l'énergie en faveur des développeurs privés d'électricité renouvelable fait l'objet de lobbyings importants. L'ACC, par un vote de 7 contre 0, s'est exprimée en faveur de la réouverture des discussions.

Il est prévu que l'Arizona développe 2 689 MW de capacité d'énergie renouvelable au cours des cinq prochaines années avec une répartition égale entre technologies.

### L'État de Géorgie

Données générales :

- PIB : 554,3 milliards de dollars (2017) ;
- Population : 10,4 millions (2017).

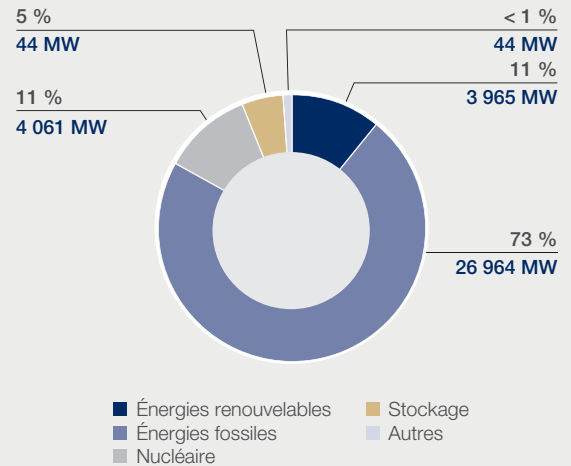
#### Prix (en USD/MWh) annuel moyen de gros de l'électricité

01/01/2019	01/01/2018
53,7	70,9

L'État de Géorgie dispose d'une capacité installée électrique de près de 37 GW, les énergies fossiles comptant pour 73% de cette capacité. La principale source d'énergie provient du gaz naturel. Les énergies renouvelables sont quant à elles principalement issues des technologies biomasse et hydraulique.

L'opérateur *Georgia Power Company*, a d'ores et déjà démantelé 3,1 GW de centrales à charbon. Il a par ailleurs proposé dans son *Integrated Resource Plan 2019* d'en démanteler près d'1 GW additionnel. En parallèle, deux réacteurs nucléaires sont en cours de construction et seront mis en service en 2021 et 2022 respectivement.

### Capacité installée par groupe technologique (2018)



Source : U.S. Energy Information Administration (2018).

L'État de Géorgie a adopté le *Renewable Energy Development Initiative 2020 (REDI 2020)* dès 2016. Ce plan prévoit la construction de 1 050 MW renouvelables sur la période 2017-2021. 510 MW ont déjà été alloués à des producteurs privés via des contrats d'achat d'électricité de 30 ans à un tarif moyen de 36 USD/MWh. 540 MW supplémentaires seront attribués en novembre 2019.

À l'appui du programme REDI 2020, 58 politiques et incitations réglementaires et fiscales ont été mises en place pour favoriser le développement d'installations renouvelables.

64 projets de production électrique renouvelable sont en opération à date, pour une capacité unitaire moyenne de 117 MW. Un total de 2,5 GW de nouveaux projets solaires (d'une capacité unitaire systématiquement supérieure à 80 MW) étaient inscrits dans la liste d'attente des raccordements électriques à fin 2018.

Dans son *Integrated Resource Plan 2019*, programmant l'évolution à trois ans de son parc de production et de ses infrastructures de transmission, *Georgia Power Company* annonce l'extension du programme *Renewable Energy Development Initiative* pour l'équivalent de 950 MW de nouvelles capacités à l'horizon 2024.



## 1.4 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DE NEOEN

### 1.4.1 SECTEURS OPÉRATIONNELS

Le Groupe intervient principalement dans trois secteurs d'activités en matière d'énergies renouvelables : le solaire, l'éolien et le stockage, ce dernier s'inscrivant souvent en complémentarité des deux premières activités du Groupe, représentant respectivement 35%, 48% et 8%, du chiffre d'affaires du Groupe au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018. Le Groupe compte également un quatrième segment d'activité, la biomasse, qui se résumait à un seul actif à fin 2018, la centrale de cogénération biomasse bois Biomasse Energie de Commentry (« BEC »), qui a contribué à hauteur de 9% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe à fin 2018.

La stratégie du Groupe consiste à répartir ses actifs et son *pipeline* de développement principalement entre les secteurs solaires et éoliens, même si le Groupe privilégie le développement de projets photovoltaïques en dehors de ses principaux marchés éoliens (France, Australie et Finlande), en raison notamment des phases de développement plus courtes pour ces projets. Le Groupe n'envisage pas de développer davantage l'activité biomasse et pourra considérer de se séparer de son actif en biomasse à l'avenir.

#### 1.4.1.1 SOLAIRE

##### (i) Répartition des chiffres clés

Le tableau ci-dessous présente les informations financières et opérationnelles clés pour la filière solaire du Groupe par zone géographique au 31 décembre 2018 :

##### Répartition par zone géographique des informations opérationnelles et financières consolidées pour l'activité solaire

Zone géographique	Nombre d'installations en opération au 31/12/2018	Chiffre d'affaires des installations en opération en 2018 (en millions d'euros)	Capacité crête des installations en opération (en MWc)	Disponibilité moyenne des installations en opération en 2018	Nombre d'installations en construction au 31/12/2018	Capacité crête des installations en construction (en MWc)
Europe - Afrique	23	39,9	451	99,0%	7	110
Australie	5	20,4	336	98,7%	1	128
Amériques	2	16,4	101	99,2%	2	192
<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>80,3</b>	<b>888</b>	<b>98,9%</b>	<b>10</b>	<b>430</b>

##### (ii) Politique de développement des projets photovoltaïques

Le Groupe développe ses projets photovoltaïques dès l'origine selon sa stratégie *develop-to-own*, à l'instar de la majorité de ses installations actuelles.

##### Développement de projets photovoltaïques en France

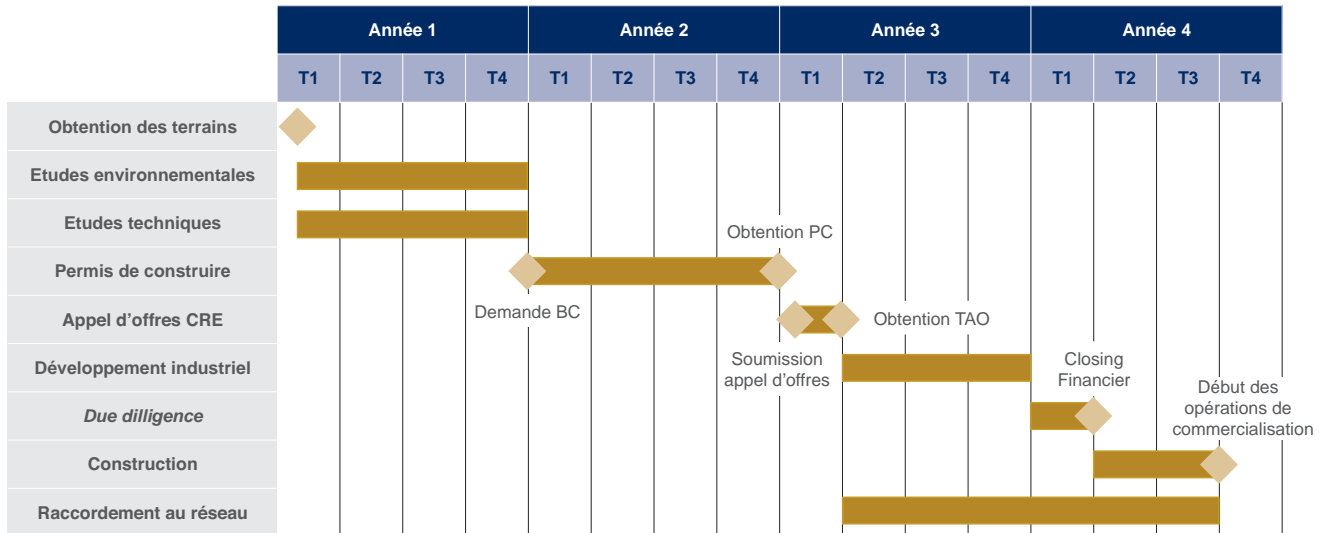
En France, une équipe dédiée au développement des projets photovoltaïques du Groupe comprend treize chefs de projets dans ses bureaux de Paris, d'Aix-en-Provence et de Bordeaux, supervisés par le responsable France du développement solaire qui est directement rattaché au directeur des opérations du Groupe.

En France, la stratégie globale du Groupe en matière d'énergie solaire consiste à développer des projets photovoltaïques au sol de moyenne et grande envergure, intégrés et respectueux de l'environnement.

Le Groupe développe ses projets en France dans la perspective de prendre part aux procédures d'appel d'offres menées par la Commission de régulation de l'énergie (« CRE »). Les critères de ces appels d'offres guident largement la recherche et le développement des projets, qui commencent généralement au moins deux ans avant un appel d'offres. L'intégralité du processus, de la recherche initiale du site jusqu'à la date de début des opérations de commercialisation (*commercial operation date* ou *COD*) et au raccordement au réseau, prend généralement de trois à quatre ans par projet.

Le graphique ci-après présente l'approche globale du Groupe en matière de développement de projets photovoltaïques ainsi que les étapes clés du processus :

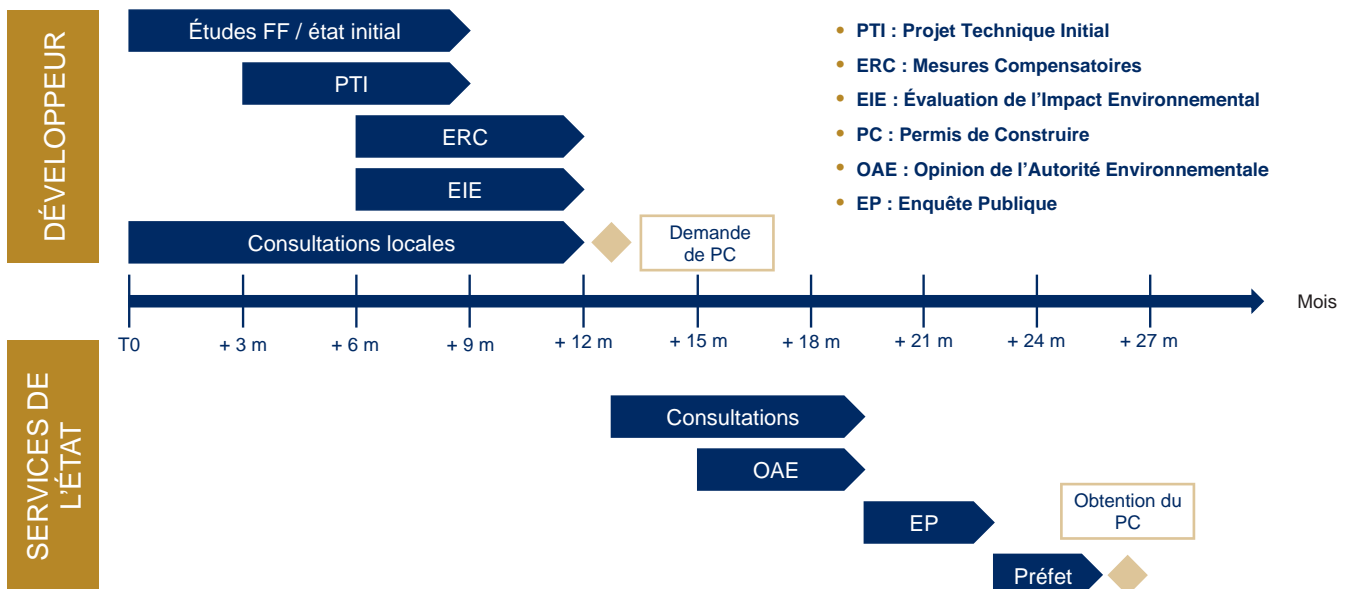
Exemple de calendrier des étapes de développement d'une installation photovoltaïque



a) Sélection des sites et processus d'obtention du permis de construire

Le graphique ci-après fournit un exemple permettant d'illustrer la procédure de sélection d'un site et d'obtention d'un permis de construire consécutivement à cette sélection :

Illustration des étapes d'autorisation d'une installation photovoltaïque



Le Groupe acquiert le contrôle du site et des droits fonciers après avoir évalué la faisabilité du projet au travers d'études techniques préliminaires. Avant de sélectionner des sites potentiels pour des projets photovoltaïques en France, le Groupe porte une attention particulière aux critères suivants :

- les caractéristiques générales du site, telles que sa localisation, sa surface et la quantité/qualité de ses ressources solaires ;

- l'acceptation du projet par la population et les autorités locales ;
- l'adéquation du site, notamment sa compatibilité avec les exigences d'obtention d'un permis de construire et les conditions d'éligibilité aux appels d'offres de la CRE ;
- les contraintes environnementales liées à l'écologie ou au caractère historique du site, susceptibles de limiter le développement du projet ;
- les contraintes liées à l'agriculture ;

- les contraintes techniques susceptibles d'affecter le développement du projet, telles que la topographie, l'ensoleillement et la nature des sols sur lesquels l'installation doit être construite ;
- les contraintes liées au raccordement au réseau, telles que la distance jusqu'au point de raccordement le plus proche ou encore, la capacité disponible du réseau ; et
- la performance du site selon les critères de notation de la CRE.

Le choix d'un site résulte d'études environnementales réalisées par des tiers accrédités ainsi que d'études techniques menées par le Groupe et par des prestataires de services externes, sur une période d'environ un an.

Lorsque le Groupe considère qu'un site répond aux critères requis et que les documents justificatifs et les études nécessaires ont été réunis, il dépose une demande de permis de construire. L'instruction de la demande de permis comprend la consultation des services administratifs et l'avis de l'autorité environnementale compétente. Cette phase est suivie d'une période d'enquête publique, complétée par un examen de la demande de permis par l'autorité administrative compétente. Le permis de construire est généralement délivré à l'issue d'une période de douze à quinze mois à compter du dépôt du dossier. L'obtention d'un permis de construire est un prérequis pour

candidater à certaines procédures de mise en concurrence. Des permis et/ou autorisations supplémentaires peuvent être requis, en fonction des caractéristiques particulières d'un projet, tels que ceux relatifs aux espèces protégées, au déboisement, à l'urbanisme ou autres. Le Groupe demande ces permis et autorisations supplémentaires en même temps que le permis de construire.

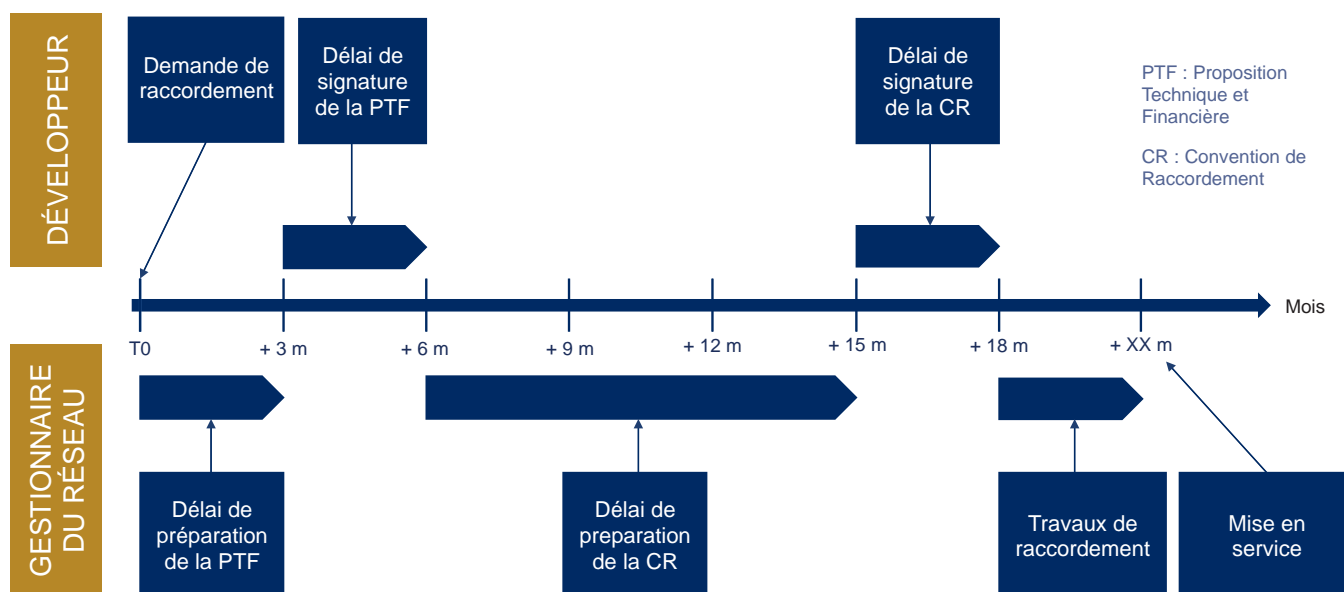
Les projets photovoltaïques en France, comme les projets éoliens du Groupe, peuvent parfois faire l'objet de recours administratifs. Le Groupe adopte une position proactive afin de répondre aux oppositions et de travailler avec les parties prenantes locales dès le début du développement du projet, et ainsi limiter le risque de recours. Lorsqu'un recours est introduit, le Groupe s'efforce de réagir rapidement et de manière constructive en vue de minimiser les retards.

### b) Procédure de raccordement au réseau

Lorsque le Groupe remporte un appel d'offres, une procédure de raccordement au réseau est immédiatement initiée. Il est en effet primordial d'engager et de gérer cette étape de manière proactive en partenariat avec le gestionnaire de réseau compétent afin d'éviter tout retard ou difficulté dans le développement du projet.

Le graphique ci-dessous illustre les différentes étapes du cadre général de la procédure de raccordement au réseau d'un projet photovoltaïque :

### Illustration des étapes de raccordement au réseau



### Développement de projets photovoltaïques en Australie

Si le développement de projets photovoltaïques en Australie suit l'approche globale du Groupe en termes de développement de projets, le Groupe dispose néanmoins d'une plus grande marge de manœuvre dans la structuration et le financement de ses projets en Australie que dans d'autres pays. Cela s'explique en partie par l'organisation fédérale du cadre réglementaire applicable en Australie : les États australiens bénéficient d'un certain degré d'autonomie dans la mise en œuvre et le développement de la politique applicable en matière d'énergies renouvelables.

En Australie, dans des cas limités, le Groupe peut ainsi développer et construire un projet avant même d'avoir définitivement sécurisé l'obtention d'un contrat de vente d'électricité, tout en respectant ses critères rigoureux en matière de taux de retour interne. La maturité du marché australien dans le développement des énergies renouvelables et la mise en place de mesures incitatives telles que la création d'un marché australien des certificats verts, ont permis au Groupe d'investir de manière rentable dans la construction de projets photovoltaïques, tout en identifiant les contrats de vente d'électricité adéquats pour assurer la rentabilité du projet en cours. De cette manière, le Groupe peut vendre, dans l'intervalle, l'électricité produite directement sur le marché *spot* ou au titre de contrats de vente d'électricité à court terme avec des marges attractives ou produire de

l'électricité en échange de certificats verts. Cette situation se rencontre dans certaines régions d'Australie, où les coûts de l'électricité sont élevés en raison de contraintes liées à la géographie du territoire et à la livraison de l'électricité.

### Développement de projets photovoltaïques en dehors de France et d'Australie

Le processus de développement de projets photovoltaïques, hors de France et d'Australie, suit l'approche globale du Groupe en termes de développement de projets.

Les différences entre la France et l'Australie et les autres marchés du Groupe en termes de développement portent sur les points suivants :

- contrôle préalable. Généralement, en amont de la soumission d'une offre, le Groupe effectue un contrôle de ses partenaires dans le cadre du financement et de la construction afin de s'assurer qu'il conclut des contrats de financement et de construction compétitifs à des coûts acceptables ;

- autorisations. Chaque pays a ses propres procédures d'autorisation. Selon les procédures en vigueur dans ces États, le Groupe peut être amené à conclure un contrat de vente d'électricité avant d'obtenir les autorisations adéquates, alors qu'il est par exemple nécessaire en France d'obtenir les autorisations requises avant de prendre part à un appel d'offres gouvernemental. En outre, le délai de délivrance des autorisations peut être plus ou moins long ;
- raccordement aux réseaux d'électricité. Dans les pays où le marché des énergies renouvelables n'est pas encore parvenu à maturité, les modalités de raccordement aux réseaux peuvent être plus complexes qu'en France ou en Australie car les gestionnaires de réseaux chercheront à s'assurer que l'intermittence des énergies renouvelables n'affecte pas la stabilité globale du réseau d'électricité.

Le présent document intègre une description détaillée des actifs et projets photovoltaïques du Groupe, classés par stade de développement, qui est présentée à la Section 9.5.

## 1.4.1.2 ÉOLIEN

### (i) Répartition des chiffres clés

Le tableau ci-dessous présente les informations financières et opérationnelles clés pour la filière éolienne du Groupe par zone géographique au 31 décembre 2018 :

#### Répartition par zone géographique des informations opérationnelles et financières consolidées pour l'activité éolienne

Zone géographique	Nombre d'installations en opération au 31/12/2018	Chiffre d'affaires des installations en opération en 2018 (en millions d'euros)	Capacité des installations en opération (en MW)	Disponibilité moyenne des installations en opération en 2018	Nombre d'installations en construction au 31/12/2018	Capacité des installations en construction (en MW)
Europe - Afrique	16	29,3	172	98,7%	3	111
Australie	3	79,2	317	99,1%	1	214 <sup>(1)</sup>
Amériques	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>19</b>	<b>108,5</b>	<b>489</b>	<b>99,0%</b>	<b>4</b>	<b>325</b>

(1) Dont 20 MW au titre du stockage.

### (ii) Politique de développement des projets éoliens

Le Groupe développe à ce jour des projets éoliens en France, en Australie et depuis début 2019 en Finlande où il commence ses activités de développement *greenfield*. Le processus de développement des projets éoliens dans les deux principaux marchés du Groupe, France et Australie, est décrit ci-après.

#### Développement de projets éoliens en France

En France, une équipe est dédiée au développement de projets éoliens du Groupe, et est composée de la manière suivante :

- un responsable d'équipe ;
- sept chefs de projets responsables des projets éoliens à toutes les étapes du développement, de la sélection du site à la livraison de projets prêts pour entrer en construction ;
- deux gestionnaires fonciers du Groupe chargés de négocier avec les propriétaires de terrains et les exploitants agricoles en vue de sécuriser les terrains sur lesquels il est envisagé d'implanter un projet ;

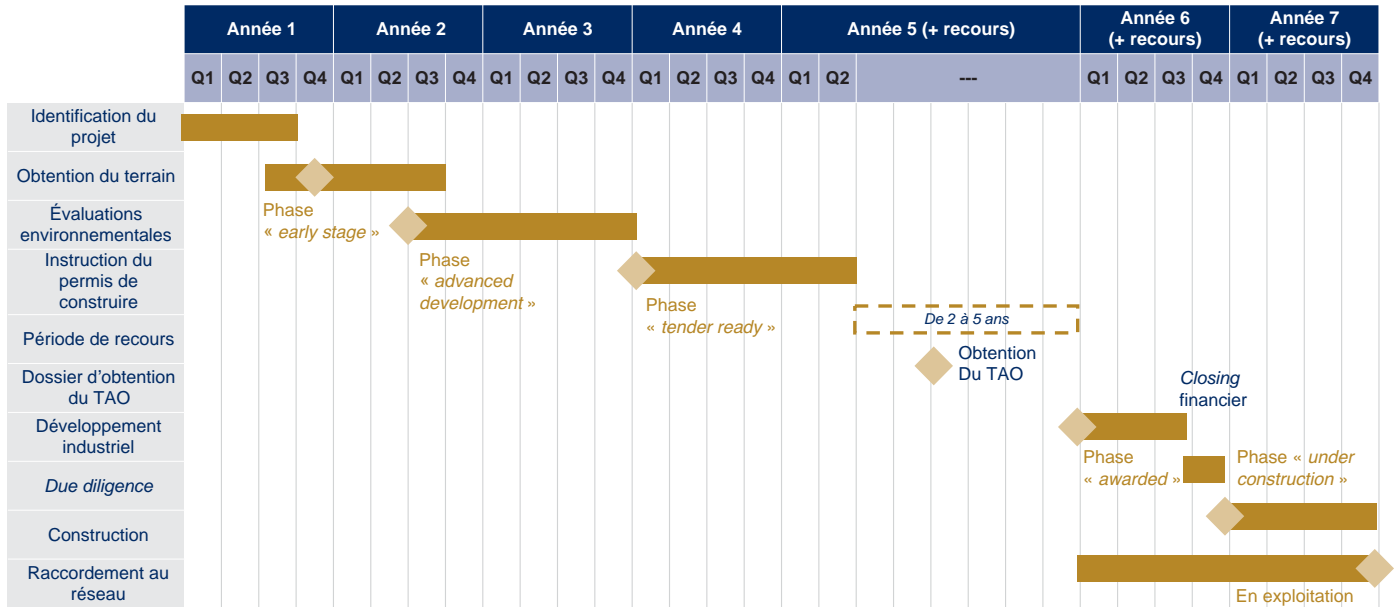
- un expert en cartographie qui assiste notamment les chefs de projets lors de la sélection du site, la mise à jour des cartes et l'examen des contraintes susceptibles d'affecter la construction ; et
- des collaborateurs temporaires, internes ou externes, contribuant à la sélection et à la sécurisation des sites.

L'équipe développe essentiellement des projets composés généralement de quatre à six éoliennes, afin de bénéficier des dispositifs de compléments de rémunération à guichet ouvert ou de prendre part à des appels d'offres débouchant sur des contrats de compléments de rémunération, équivalents des contrats pour différence.

Le calendrier de développement et de construction d'un parc éolien, de la recherche initiale du site jusqu'à la date de début des opérations de commercialisation (*commercial operation date* ou *COD*) et au raccordement au réseau, est à la fois plus long et moins prévisible que pour les projets photovoltaïques. En l'absence de retards ou de difficultés particulières dans l'obtention des autorisations, le projet peut être achevé en cinq à sept ans.

Le graphique ci-après présente l'approche globale du Groupe en matière de développement de projets éoliens ainsi que les étapes clés du processus :

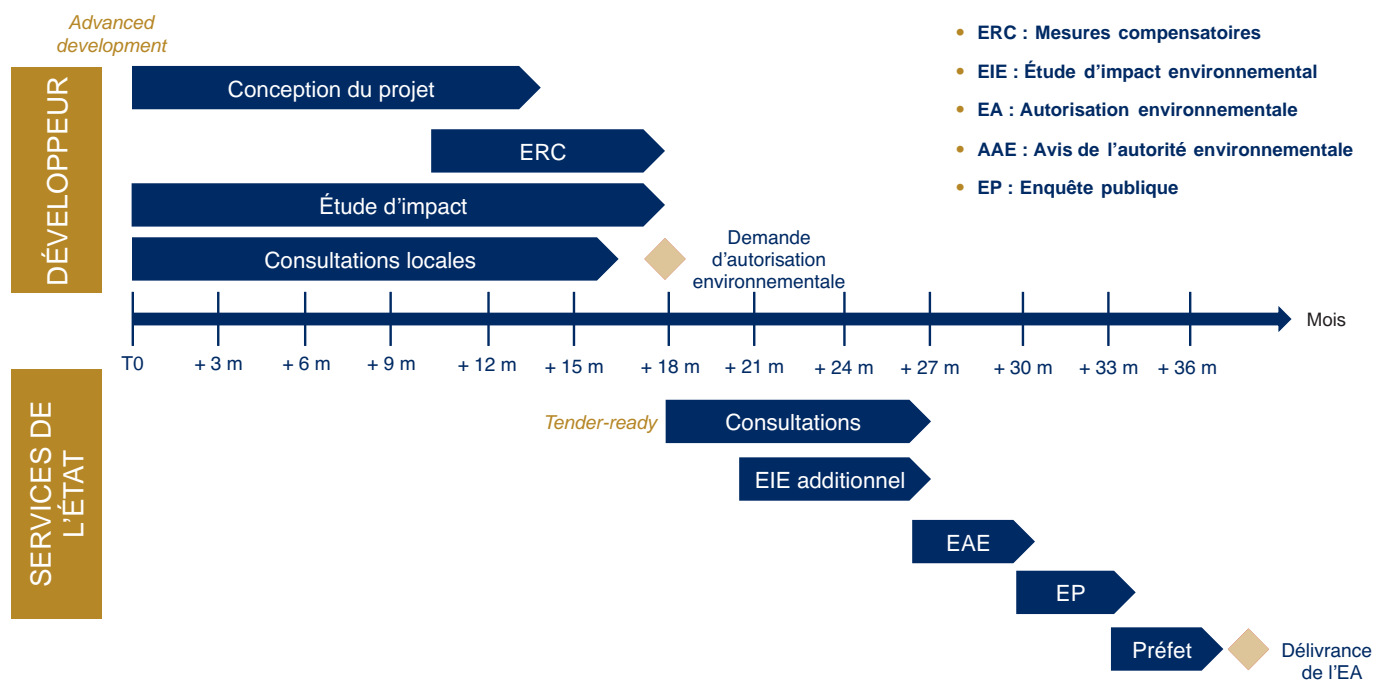
**Exemple de calendrier des étapes de développement d'une installation éolienne**



**a) Sélection des sites et obtention des autorisations**

Le graphique ci-après présente la procédure d'autorisation ainsi que les modalités de sélection des sites, précédant l'introduction de la demande d'autorisation elle-même :

**Illustration des étapes d'autorisation d'une installation éolienne**





Le Groupe acquiert le contrôle du site et des droits fonciers après avoir effectué une évaluation approfondie des principales caractéristiques de l'emplacement visé. Cette évaluation est menée par le chef de projet compétent et requiert l'intervention de l'un des deux gestionnaires fonciers du Groupe en charge de faire le lien avec les propriétaires des terrains et les exploitants agricoles concernés et d'obtenir leur soutien ainsi qu'avec les autorités locales. Cette étape de prospection préliminaire se déroule sur une période d'une à deux années.

Des critères similaires à ceux employés pour l'évaluation des sites potentiels d'implantation de projets photovoltaïques sont utilisés pour évaluer les sites potentiels des projets éoliens, une fois les droits fonciers obtenus, sur la base des spécificités de l'énergie éolienne :

- les caractéristiques générales du site, telles que sa localisation, sa surface, la quantité et la qualité du vent ou encore les nuisances sonores potentielles des éoliennes ;
- l'acceptation du projet par la population et les autorités locales ;
- la distance par rapport aux habitations ;
- les contraintes environnementales liées à l'écologie ou au caractère historique du site, susceptibles de limiter le développement du projet ;
- la compatibilité avec les exigences liées à l'aviation civile et militaire (radars ou zones d'entraînement à basse altitude notamment), à l'existence de stations météorologiques et à la distance par rapport aux infrastructures réseaux (tels que les réseaux de télécommunication, les routes ou les gazoducs) ;
- les contraintes liées au raccordement au réseau, telles que la distance jusqu'au point de raccordement le plus proche ou encore, la capacité disponible du réseau ; et
- l'adéquation du site, notamment sa compatibilité avec les conditions requises pour l'obtention des autorisations et les conditions d'éligibilité aux appels d'offres.

La sélection d'un site est effectuée après la réalisation d'une étude d'impact par des tiers accrédités et des études techniques menées par le Groupe et des prestataires de services externes, sur une période d'environ un à deux ans. Le Groupe entretient des relations continues avec les autorités locales et les propriétaires fonciers afin de répondre à leurs interrogations et d'assurer leur adhésion au projet envisagé.

Lorsque le Groupe considère qu'un site répond aux critères requis et que les documents justificatifs et les études nécessaires ont été réunis, il dépose une demande d'autorisation environnementale pour la construction du parc éolien. Les autorités françaises compétentes examinent alors l'étude d'impact et organisent une enquête publique pendant une période d'un mois. L'examen de la demande d'autorisation implique l'administration qui formule des recommandations, un représentant du gouvernement en charge de diriger la procédure d'examen de la demande, l'intervention des autorités locales et l'opinion de la Commission départementale de la nature des sites et des paysages (« CDNPS »), qui est l'autorité qui supervise et administre les sites naturels et les terrains. Enfin, la demande d'autorisation environnementale est soumise à un préfet qui prend une décision. Ce processus prend généralement un à deux ans, mais il peut prendre trois à cinq ans, lorsque l'autorisation est refusée ou lorsqu'elle fait l'objet d'un recours par les parties prenantes locales ou autres.

À cet égard, les autorisations environnementales concernant des projets éoliens en France sont souvent contestées par voie de recours. Le Groupe accorde ainsi une attention particulière aux projets éoliens afin d'aborder à la fois le risque et l'introduction de recours.

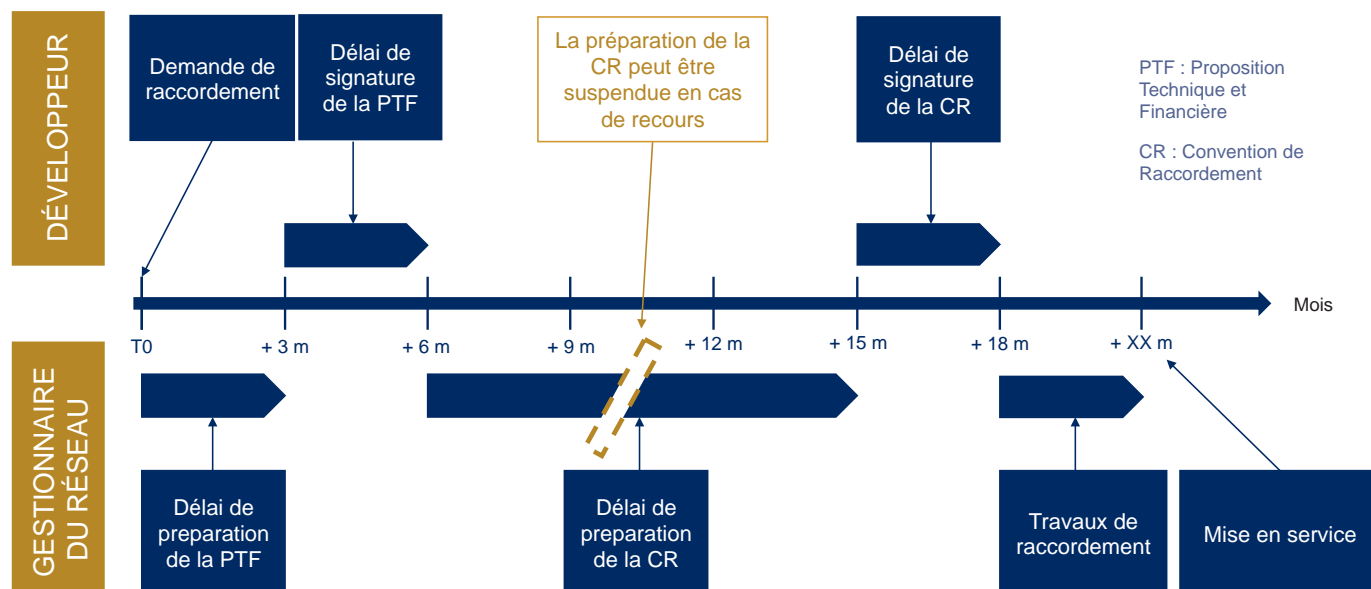
#### **b) Construction et procédure de raccordement au réseau**

Une fois que l'autorisation environnementale est définitivement obtenue et qu'un contrat de vente d'électricité a été conclu pour un projet, le Groupe débute la sélection du type de turbine éolienne le plus adapté au projet, selon une procédure de mise en concurrence (une autorisation donnée est généralement compatible avec plusieurs modèles d'éoliennes). Une fois le type d'éolienne choisi et les exigences liées à sa construction définies, le Groupe organise une procédure de mise en concurrence similaire pour sélectionner le fournisseur des autres composants du système (composants *BOP*).

La construction peut débuter lorsque l'instruction de procéder à la construction (*notice to proceed*) est notifiée au constructeur. À ce titre, les modalités de raccordement au réseau d'un projet éolien sont similaires à celles applicables aux projets photovoltaïques.

Le graphique ci-dessous illustre le cadre général des différentes étapes de la procédure de raccordement au réseau d'un projet éolien :

### Illustration des étapes de raccordement au réseau



### Développement de projets éoliens en Australie

Comme pour le photovoltaïque, le développement d'un projet éolien en Australie bénéficie d'un cadre plus souple. Le processus d'autorisation des projets est plus rapide (même si le processus de raccordement reste un enjeu à part entière) et permet au Groupe de mettre en place des éoliennes plus grandes avec des rendements plus importants. En raison de la flexibilité de cette procédure d'autorisation, le Groupe bénéficie d'une plus grande marge de manœuvre dans les négociations avec ses fournisseurs et ce, jusqu'à un stade plus avancé du cycle de développement du projet.

Le présent document intègre une description détaillée des actifs et projets éoliens du Groupe, classés par stade de développement, qui est présentée à la Section 9.5.

#### 1.4.1.3 STOCKAGE D'ÉNERGIE

Le stockage d'énergie occupe une place importante au sein de l'activité du Groupe pour accompagner l'essor de ses activités solaire et éolienne. Il s'agit à la fois d'une fonction support des installations photovoltaïques et éoliennes ainsi que d'un service à part entière, sources de revenus indépendantes.

Le Groupe estime qu'à l'avenir, le stockage d'énergie se développera pour devenir un élément essentiel intégré aux installations de production d'énergies renouvelables. En ce sens, certains appels d'offres en Australie et en Jamaïque, imposent aux candidats de s'engager à mettre en place une installation de stockage d'énergie couplée à l'installation principale. Le Groupe estime que ce type d'appels d'offres va se développer. À la date du présent document, le Groupe exploite deux installations indépendantes de stockage d'énergie (directement raccordées au réseau) : Hornsdale Power Reserve en Australie et Azur Stockage en France. Il exploite par ailleurs

une solution de stockage couplée à l'installation solaire de DeGrussa, en Australie.

Enfin, le parc éolien de Bulgana, Australie, et le parc solaire de Capella, Salvador, en cours de construction (projet en phase *under construction*) intégreront une installation de stockage d'énergie.

#### (i) Limitation des effets de l'intermittence de la production d'électricité

Le développement des énergies renouvelables peut parfois être entravé par les difficultés liées à l'intermittence de la production. En effet, les ressources naturelles dont la production d'électricité dépend, ne sont pas nécessairement constantes (par exemple, en cas de ciel nuageux ou d'absence de vent). Le stockage d'énergie offre une solution à ce problème, en conservant l'excédent d'électricité lorsque les ressources solaires et éoliennes sont importantes et en injectant de l'électricité lorsqu'elles diminuent. Le stockage d'énergie permet de lisser la production et de renforcer l'attractivité et la rentabilité des installations photovoltaïques et éoliennes.

#### (ii) Garantie de la réserve de capacité

Les gestionnaires des réseaux des marchés sur lesquels intervient le Groupe, cherchent à assurer un approvisionnement en électricité fiable et réactif garantissant la stabilité du réseau. Cette fonction était traditionnellement assurée par les centrales thermiques qui étaient mises en service, notamment pendant les heures de pointe. Toutefois, grâce aux économies d'échelle réalisées récemment, le stockage d'énergie par des batteries au lithium-ion constitue désormais une alternative plus écologique et de moins en moins onéreuse par rapport aux centrales thermiques.

Ainsi, les gestionnaires de réseaux peuvent verser au Groupe des revenus au titre de contrats à long terme en contrepartie de la mise à disposition de MW pendant des durées déterminées et pour un nombre défini de jours par an. Ces montants sont perçus indépendamment de la fourniture effective de l'électricité aux gestionnaires des réseaux dans la mesure où ils sont destinés à sécuriser de la capacité s'ils en ont besoin. Les appels d'offres pour la disponibilité de capacités varient d'un pays à l'autre. Par exemple, en France les appels d'offres peuvent être initiés sur une base annuelle.

### (iii) Régulation de la fréquence

Les réseaux d'électricité transportent l'énergie du producteur 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 d'électricité et les besoins en énergie en période de demande accrue sont susceptibles d'entraîner une réduction de la fréquence et de conduire à des coupures d'électricité. À l'inverse, l'injection excessive d'électricité par rapport à la demande est susceptible d'entraîner une augmentation de la fréquence et d'endommager le réseau d'électricité ou les équipements et les installations qui y sont raccordées.

Le stockage d'énergie par des batteries connectées aux réseaux et équipées de logiciels adéquats permet de faire face aux fluctuations de la fréquence du réseau à la hausse comme à la baisse. Ainsi, les batteries peuvent absorber l'électricité excédentaire à haute

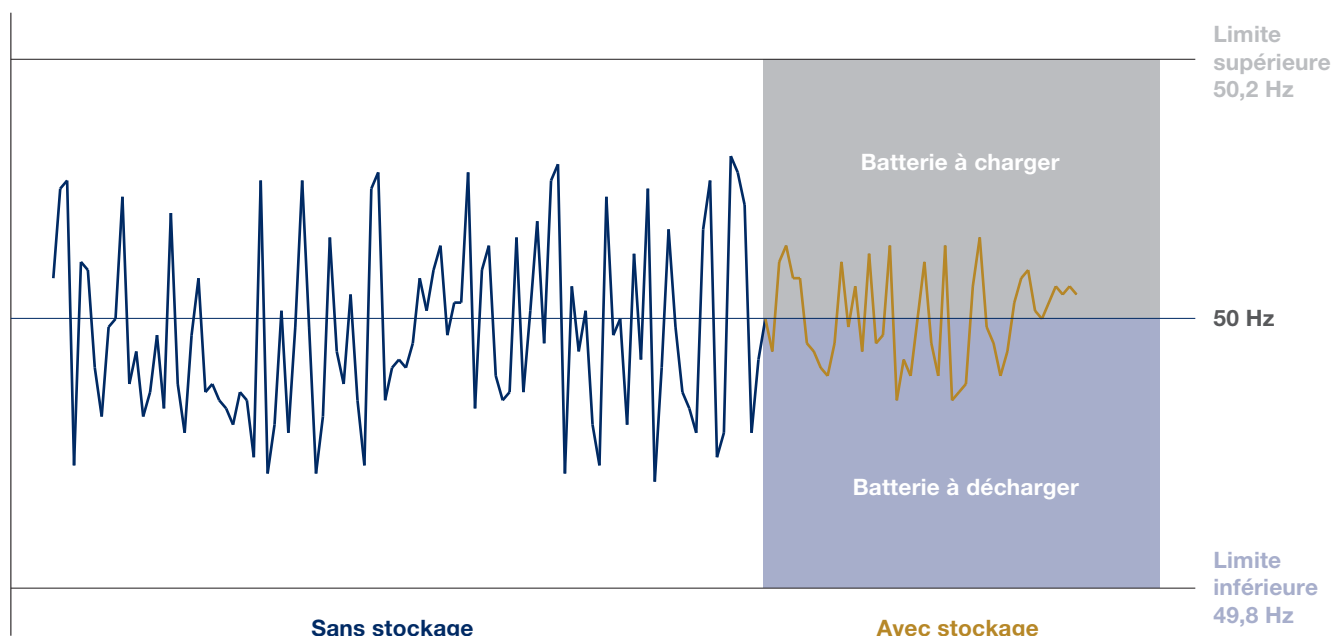
fréquence ou injecter de l'électricité à basse fréquence. Ce service, qui vise à assurer la stabilité du réseau, est désigné en Australie sous la terminologie de *frequency control ancillary services (FCAS)* et considéré dans d'autres pays comme un instrument de régulation de la fréquence, présente deux aspects :

- réserve primaire (*FCAS regulation*). Les gestionnaires du réseau indiquent 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 secondaire (*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.

La vitesse à laquelle les batteries électriques sont en mesure d'absorber ou d'injecter de l'électricité dans le cadre de la fourniture du service de régulation des fréquences est significativement plus rapide que le temps de réaction des centrales thermiques. À titre d'exemple, Hornsdale Power Reserve en Australie fournit le service de régulation des fréquences au profit du réseau d'électricité d'Australie Méridionale, en contrepartie d'une rémunération pour chaque MW disponible et réservé au titre de ce service et ce, indépendamment de l'électricité effectivement injectée ou absorbée sur le réseau.

Le graphique ci-après décrit la manière dont une batterie peut réguler la fréquence d'un réseau électrique (*BES* étant un *battery energy system*) :

#### Illustration de régulation de fréquence avec ou sans système de stockage d'énergie



Le Groupe estime qu'à l'avenir le service de régulation des fréquences sur les réseaux d'électricité par des batteries peut constituer une source régulière de revenus et serait susceptible de remplacer les régulateurs thermiques de fréquence. Cette activité permettrait également d'accroître la viabilité financière des technologies de stockage d'énergie. À fin 2018, une part importante des revenus du segment d'activité stockage (générés en totalité par Hornsdale Power Reserve) provenait de l'activité de régulation de fréquence.

### (iv) Load shifting

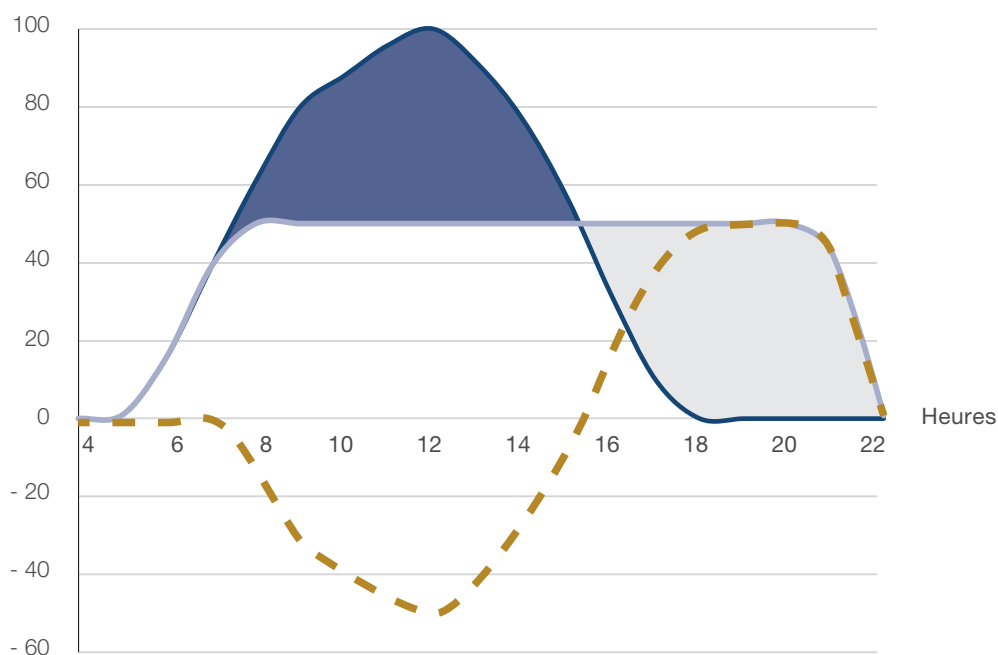
Les batteries contribuent également au *load shifting*, qui permet une répartition plus uniforme de la production d'électricité par les installations photovoltaïques tout au long de la journée, par exemple en se dotant d'une capacité d'injection le soir, lorsque le soleil ne fournit plus d'énergie à l'installation. Les batteries remplissent cette fonction de *load shifting* en stockant automatiquement l'excès d'électricité au cours de la journée lorsque le niveau de production de l'installation est

supérieur à la demande. Les batteries injectent ensuite l'excédent d'électricité aux heures de consommation de pointe (par exemple, le soir lorsque l'intensité de la lumière du soleil est la plus faible). La technique du *load shifting* étant destinée à répondre aux besoins en électricité aux heures de consommation de pointe, l'injection d'électricité par le Groupe est effectuée en contrepartie d'un prix

au MWh plus élevé en raison de l'augmentation de la demande. Le Groupe estime que la technique du *load shifting* présente un potentiel de croissance important pour le secteur du stockage d'énergie à l'avenir, en raison de l'importance des besoins en termes de stabilité et de continuité de l'approvisionnement.

Le tableau ci-après présente la technique par laquelle les batteries peuvent assurer une fonction de *load shifting* :

### Illustration de *load shifting*



— Production solaire de 100MW — Production de batterie de 50MW — Rendement net de la centrale

#### (v) Vente de l'énergie stockée sur le marché (arbitrage)

Lorsque la capacité d'une batterie n'est pas utilisée pour fournir des services de *back-up*, de régulation des fréquences ou de *load shifting*, elle peut être vendue sur le marché. L'installation Hornsdale Power Reserve en Australie, par exemple, est en mesure d'injecter une partie de ses réserves d'électricité en fonction des fluctuations des prix de l'énergie sur le marché de l'électricité (marché *spot*), en période de prix élevés.

#### (vi) Politique de développement des installations de stockage d'énergie

Même si le développement des solutions de stockage d'énergie du Groupe est plus récent que ses activités initiales en photovoltaïque et éolienne, 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 (notamment Tesla et Nidec) et des experts, sans pour autant

contractualiser leurs relations *via* des contrats-cadres, conservant ainsi une indépendance opérationnelle et industrielle ainsi que la flexibilité souhaitée par le Groupe dans le développement de ses installations photovoltaïques et éoliennes. Par ailleurs, le Groupe et ses partenaires s'approvisionnent en batteries auprès d'un ensemble de producteurs sélectionnés, comprenant notamment Samsung SDI et LG Chem.

Le Groupe poursuit le perfectionnement de son *business model* en matière de solutions de stockage d'énergie. À la date du présent document, le principal objectif du Groupe est de déployer son activité de stockage d'énergie sur différents marchés, comme un complément à l'opération de ses installations photovoltaïques et éoliennes.

Toutefois, en raison de 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. En ce sens, le Groupe a d'ores et déjà développé un portefeuille de projets de stockage.

Le présent document intègre une description détaillée des actifs et projets de stockage autonome du Groupe, classés par stade de développement, qui est présentée en Section 9.5 « Détail des projets ».

#### 1.4.1.4 BIOMASSE

Le secteur d'activité de la biomasse du Groupe est constitué d'une installation biomasse située en France et détenue par la société Biomasse Energie de Commentry (« BEC »).

Le Groupe n'envisage pas de poursuivre ses investissements dans le secteur de la biomasse et prévoit éventuellement une stratégie de cession de cet actif en vue de rationaliser son activité au regard des secteurs d'activité dans lesquels il intervient.

Le tableau ci-dessous présente la répartition de la production d'électricité du Groupe (en GWh) par zones géographiques (*clusters*), au 31 décembre 2018 :

#### Production en GWh au 31 décembre 2018

Zone géographique	Photovoltaïque	Éolien	Biomasse	Total
Europe - Afrique	248	342	95	685
Australie	320	1 081	-	1 400
Amériques	172	-	-	173
<b>TOTAL</b>	<b>740</b>	<b>1 423</b>	<b>95</b>	<b>2 258</b>

#### 1.4.2.1 EUROPE - AFRIQUE

##### (i) France

La France est historiquement l'un des deux premiers marchés sur lequel le Groupe est implanté, où il tient une position de *leader* en tant que producteur indépendant d'électricité d'origine solaire et éolienne. Au 31 décembre 2018, le portefeuille du Groupe en France était composé d'un portefeuille sécurisé de 49 projets photovoltaïques, de 20 projets éoliens et d'un projet biomasse, pour un total de 703 MWc, 283 MW et 15 MW respectivement. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait de quatre bureaux en France, situés à Paris, Aix-en-Provence, Bordeaux et Nantes et employait un total de 103 salariés, dont 21 spécialisés dans le développement de projets en France et cinq spécialisés dans le développement de projets hors de France.

##### (ii) Portugal

Au Portugal, le Groupe se consacre principalement aux projets photovoltaïques. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait au Portugal d'un portefeuille sécurisé de trois projets photovoltaïques, pour un total de 24 MWc. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait également d'un bureau au Portugal et employait un total de quatre salariés, dont un salarié spécialisé dans le développement de projets.

##### (iii) Irlande

L'Irlande constitue l'un des marchés d'expansion ciblés par le Groupe, en ligne avec sa stratégie dite « *cluster* ». Dans un premier temps, le Groupe souhaite y développer des projets photovoltaïques. Le Groupe a constitué une *joint-venture* avec BNRG Renewables Limited, une société irlandaise spécialisée dans le secteur solaire, pour former BNRG Neoen Holding, dans laquelle BNRG a transféré un portefeuille dans le sud et l'est de l'Irlande. BNRG Neoen Limited sera en charge de développer ces projets afin de les présenter à des appels d'offres.

#### 1.4.2 MARCHÉS GÉOGRAPHIQUES

À la date du présent document, le Groupe est présent dans douze pays à travers le monde : France, Australie, Salvador, Portugal, Zambie, Mozambique, Argentine, Mexique, États-Unis, Finlande, Colombie et Jamaïque, et développe par ailleurs des projets en Irlande. Il vise à se développer dans des zones géographiques cibles, conformément à sa stratégie dite « *cluster* », à l'intérieur de zones géographiques répondant aux critères du Groupe. Le Groupe a par ailleurs 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 et 20% au plus dans des pays non-membres de l'OCDE. L'objectif du Groupe est de continuer à se développer de manière sélective tout en maintenant cet équilibre d'exposition.

Au 31 décembre 2018, le Groupe employait un salarié, basé en France, travaillant sur le développement des projets solaires en Irlande.

##### (iv) Finlande

Le Groupe est entré sur le marché finlandais de l'énergie éolienne par l'acquisition, en mai 2018, des projets éoliens de Hedet et Björkliden. Hedet, 81 MW, est aujourd'hui en construction. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait d'un bureau en Finlande et employait un total de trois salariés, dont un spécialisé dans le développement de projets.

##### (v) Mozambique

Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait au Mozambique d'un projet photovoltaïque, Metoro, en *pipeline*, pour un total de 41 MWc. Le contrat de concession du projet, d'une durée de 30 ans, a été signé fin 2018 avec la République du Mozambique. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait d'un bureau au Mozambique, et deux salariés y travaillaient sur le développement de projets solaires.

##### (vi) Zambie

Le Groupe a été l'un des premiers acteurs à intervenir sur le marché zambien. Le Groupe a réussi à obtenir des financements pour son projet Bangweulu, 54 MW, et a finalisé la construction de ce projet courant mars 2019. Neoen estime que la Zambie présente un potentiel de développement et peut constituer un levier de croissance pour l'avenir. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait d'un bureau en Zambie et de quatre employés, dont un travaille sur le développement de projets solaires.

##### (vii) Pipeline

Par ailleurs, au 31 décembre 2018, le Groupe disposait d'un *advanced pipeline* totalisant 1 244 MW dans la région Europe – Afrique.



### 1.4.2.2 AUSTRALIE

À la date du présent document, l'Australie constitue le premier marché du Groupe et le Groupe se positionne comme le premier producteur indépendant d'énergie renouvelable du pays. Il y exerce ses trois activités : solaire, éolien et stockage.

Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait en Australie d'un portefeuille sécurisé de six projets photovoltaïques, de quatre projets éoliens et de 3 projets de stockage, pour un total de 458 MWc, de 511 MW et de 126 MW/164 MWh respectivement. Il disposait également d'un *pipeline* de six projets photovoltaïques, de trois projets éoliens et de 4 projets de stockage pour un total de 1 000 MWc, de 308 MW et de 360 MW respectivement. L'installation de stockage d'énergie de Hornsdale Power Reserve est gérée 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. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait de deux bureaux opérationnels en Australie (à Sydney et Canberra) et d'un bureau de représentation à Adelaïde, avec un total de 43 employés, dont onze travaillant sur le développement de projets.

### 1.4.2.3 AMÉRIQUES

#### (i) Salvador

Le Groupe a implanté deux installations photovoltaïques et une installation de stockage au Salvador et prévoit de poursuivre le développement de telles installations dans le pays à l'avenir. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait au Salvador d'un portefeuille sécurisé de trois projets photovoltaïques, pour un total de 241 MWc, d'une solution de stockage – attenante à son parc solaire Capella – d'une capacité de 3 MW/1,8 MWh. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait d'un bureau au Salvador et employait sept salariés dont deux travaillant dans le développement de projets.

#### (ii) Jamaïque

Le Groupe développe des projets photovoltaïques en Jamaïque, en raison du soutien du gouvernement en faveur des énergies renouvelables. Au 31 décembre 2018, le portefeuille sécurisé du Groupe en Jamaïque était composé d'un projet photovoltaïque, pour un total de 52 MWc. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait d'un bureau en Jamaïque et employait deux salariés dont un travaillant dans le développement de projets.

#### (iii) Argentine

Le Groupe a intensifié sa croissance en Argentine, où il se focalise sur le développement de projets photovoltaïques et a initié le développement d'un projet éolien. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait en Argentine d'un portefeuille sécurisé composé de deux projets photovoltaïques de 208 MWc. Au 31 décembre 2018, le Groupe employait quatre salariés en Argentine, dont trois travaillant sur le développement de projets solaires ou éoliens.

#### (iv) Mexique

Le Groupe est présent au Mexique et considère le pays comme un marché attractif pour l'expansion de ses activités et la croissance de son portefeuille d'actifs en raison de la forte teneur en carbone de son mix énergétique et l'importance de son gisement d'énergies renouvelables qui permet de produire une électricité verte à des prix très compétitifs. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait au Mexique d'un projet photovoltaïque sécurisé, pour un total de 375 MWc. Au 31 décembre 2018, le Groupe employait dix salariés au Mexique, dont six travaillant sur le développement de projets solaires.

#### (v) Colombie

En Colombie, le Groupe se focalise principalement sur le développement de projets photovoltaïques. Au 31 décembre 2018, le Groupe était en train de relocaliser certains de ses employés situés dans d'autres zones géographiques en Colombie pour travailler au développement de projets solaires.

#### (vi) Guatemala

Le Groupe étudie la possibilité de développer des projets photovoltaïques au Guatemala. Au 31 décembre 2018, le développement des projets solaires au Guatemala était géré par les équipes du Groupe situées au Salvador.

#### (vii) États-Unis

Aux États-Unis, le Groupe souhaite s'établir initialement dans deux ou trois États où il examine actuellement les possibilités de développement de projets photovoltaïques. Au 31 décembre 2018, le Groupe disposait d'un bureau aux États-Unis et employait deux salariés dont un travaillant sur le développement de projets.

#### (viii) Pipeline

Par ailleurs, au 31 décembre 2018, le Groupe disposait d'un *advanced pipeline* totalisant 1 613 MW dans la région Amériques.

## 1.4.3 CLIENTS DU GROUPE

Les consommateurs finaux de l'électricité produite par Neoen comprennent 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 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 2018 :

Catégorie d'acheteur	Capacité (en MW)	%
Entreprises de distribution d'électricité ( <i>utilities</i> )	1 823	58%
Administration publique	839	27%
Acheteurs privés	124	4%
Marché	370	12%
<b>TOTAL</b>	<b>3 156</b>	<b>100%</b>

Au 31 décembre 2018, les quatre premiers acheteurs du Groupe, qui représentaient ensemble plus de 75% de la capacité en opération, bénéficiaient tous d'une notation *investment grade* à cette date. Environ 80% de la capacité sécurisée du Groupe est attribuée à des acheteurs disposant d'une notation *investment grade*.

Le tableau ci-après présente les clients principaux du Groupe pour la capacité en opération au 31 décembre 2018 :

Acheteur	Pays	Capacité (en MW)	%
EDF OA	France	599	40,1%
Simply Energy (Engie Group)	Australie	212	14,2%
Territoire de la Capitale Australienne (ACT)	Australie	204	13,7%
Energy Australia	Australie	132	8,8%
Autres	-	199	13,3%
Marché	-	146	9,8%
<b>TOTAL</b>		<b>1 492</b>	<b>100%</b>

### 1.4.3.1 GOUVERNEMENTS ET ACTEURS ÉTATIQUES

Au 31 décembre 2018, plus de 80% de la capacité du Groupe (en MW) en opération et en construction était vendue dans le cadre de contrats de vente post-procédures d'appels d'offres (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. Sur des marchés moins matures, en Afrique, par exemple, les gouvernements sont quasiment les seules contreparties en mesure de réaliser des investissements dans les énergies renouvelables à des échelles visées par le Groupe. En conséquence, le Groupe prévoit que les gouvernements continueront de représenter un pourcentage significatif de ses revenus à court terme, même s'il diversifie ses débouchés par la conclusion de contrats avec des acheteurs privés.

### 1.4.3.2 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 (*contract for difference*) avec les contreparties étatiques, ou avec des distributeurs d'électricité privés du secteur, tels qu'Engie Australia ou Energy Australia.

### 1.4.3.3 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 la proportion d'acheteurs privés est limitée par rapport aux contreparties étatiques, le Groupe estime que cette proportion a vocation à s'accroître au fur et à mesure du développement du marché. À ce titre, le Groupe s'estime bien positionné pour entrer en relation avec ces nouveaux clients du fait de son *leadership* en tant que producteur indépendant d'énergie renouvelable, 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 tels Google en Finlande.

### 1.4.3.4 VENTE SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ (MARCHÉ SPOT)

Le Groupe vend une partie de l'électricité produite sur le marché de l'électricité (marché *spot*), comme décrit dans la Section 1.5.6.3 « Ventes sur le marché de gros et le marché *spot* » du présent document.

## 1.4.4 CONTRATS ET FOURNISSEURS SIGNIFICATIFS

Les contrats les plus importants conclus par le Groupe sont les contrats pour différences (*contrats for difference*) et les contrats de vente d'électricité, décrits à la Section 1.5.6.1 « Contrats de vente d'électricité » du présent document, 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 à la Section 1.5.5 « Financement des projets » du présent document.

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 à la Section 1.5.5 « Financement des projets » du présent document, le Groupe assure le financement de ses installations

uniquement par financement sans recours. En outre, comme indiqué à la Section 1.5.5.5 « Opération des actifs de production » du présent document, 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.

## 1.5 MODÈLE OPÉRATIONNEL

### 1.5.1 UN DÉVELOPPEUR ET PRODUCTEUR D'ÉLECTRICITÉ INDÉPENDANT ET COMPÉTITIF AVEC UN MODÈLE *DEVELOP-TO-OWN*

La stratégie commerciale du Groupe cible principalement des opportunités de développement de projets de production d'énergie solaire et éolienne de grande envergure (généralement entre 5 et 30 MW en France et entre 40 et 400 MW à l'international) par le biais de participation à des procédures d'appels d'offres et à des dispositifs à guichet ouvert sur ses marchés cibles. Le Groupe recherche des opportunités lui permettant de mettre à profit son expérience acquise en matière de développement de projets, son expertise industrielle, son savoir-faire technique et sa souplesse opérationnelle, afin de remporter des procédures d'appels d'offres débouchant sur la conclusion de contrats de vente d'électricité à long terme sur la base d'offres compétitives structurées pour générer un retour sur investissement attractif.

Le Groupe veille à respecter sa stratégie *develop-to-own* de sorte que chaque phase du cycle de vie du projet, depuis la conception jusqu'à la mise en service de l'installation, soit mise en œuvre conformément aux standards exigeants et aux objectifs à long terme du Groupe. L'adoption d'une approche combinant des activités de développeur et de producteur indépendant d'électricité confère au Groupe une incitation et une capacité à investir intelligemment dans des projets à forte valeur ajoutée en termes de développement qui engendrent des rendements importants lorsqu'ils sont achevés, notamment par la gestion des risques, la création de relations de confiance à long terme avec les parties prenantes, réduisant les coûts des projets et permettant d'optimiser les conditions de financement de ces projets.

Le Groupe déploie des équipes sur place qui effectuent les recherches de sites potentiels, sécurisent l'obtention des droits fonciers, lancent des études techniques et environnementales détaillées et obtiennent les permis de construire nécessaires à la conception et au développement des projets et à la structuration des offres du Groupe. Pour en savoir plus sur les phases initiales du développement des projets, se reporter à la Section 1.5.4.1 « Identification des opportunités » du présent document. Ces investissements initiaux permettent au Groupe de mieux cerner et limiter les risques dès les phases les plus préliminaires des projets et de continuer à les réduire tout au long du processus de développement, limitant ainsi les risques pesant sur ses investissements ultérieurs plus significatifs dans ces projets.

Lorsqu'une procédure d'appel d'offres est lancée sur des marchés matures ou des marchés sur lesquels le Groupe est déjà établi, et pour laquelle un ou plusieurs projets donnés peuvent être utilisés, le Groupe est en mesure de soumettre une offre rapidement en capitalisant sur ses projets en phases préliminaires de développement et en obtenant la validation du management, l'établissement du budget et la modélisation financière. Sur des marchés moins matures ou nouveaux, le Groupe peut travailler avec des développeurs locaux afin d'acquérir une base de connaissance servant à l'identification de sites potentiels et à la participation aux procédures d'appel d'offres ultérieures. Lorsque le Groupe remporte une procédure d'appel d'offres, il est en mesure de livrer un actif de production de qualité, par la mise en place de processus intégrés d'approvisionnement et de financement concurrentiels, tout en nouant des partenariats avec des constructeurs et fournisseurs de premier plan et en sécurisant des financements à des conditions facilitant une exécution rapide du projet.

Pour la construction de ses actifs, le Groupe est en mesure de sécuriser des financements de projets à long terme sans recours sur d'autres actifs que ceux de la société de projet, ses titres et son compte courant d'actionnaire, notamment grâce aux flux de trésorerie long terme assurés par les revenus qu'il tire de ses contrats de vente d'électricité et une surveillance active des prestataires sur place qui assurent l'opération et la maintenance des projets (prestataires *O&M*) et ce, afin de garantir un niveau élevé de disponibilité des actifs.

La Société agit en tant qu'entité de développement du Groupe et facture (directement ou indirectement) des frais de développement, payables en une ou plusieurs fois, aux sociétés de projets au moment où elles détiennent des projets prêts pour entrer en construction (*ready-to-build*). Ces frais sont comptabilisés comme des revenus par la Société et comme des dépenses d'investissement par les sociétés de projets. Ils sont ensuite éliminés en consolidation. Ces revenus liés aux frais de développement contribuent à financer le développement de projets ultérieurs du Groupe.

Une fois que les actifs de production du Groupe sont opérationnels, le Groupe vend l'électricité produite principalement dans le cadre de contrats à long terme ou parfois, sur le marché de l'électricité (au *spot*) afin de générer des revenus additionnels. Pour une description plus détaillée des contrats de vente d'électricité du Groupe, se reporter à la Section 1.5.6 « Vente de l'électricité par le Groupe » du présent document. Le Groupe a pour objectif de réinvestir la totalité ou une partie des revenus générés par la vente d'électricité dans des projets prêts pour entrer en construction (*ready-to-build*) ce qui, combiné aux apports de fonds de la part des actionnaires, assure l'expansion de son portefeuille d'actifs plutôt que de financer les activités de développement ou les frais de personnel.

Le Groupe considère que sa stratégie *develop-to-own* permet de disposer d'actifs de qualité, durables et rentables et de bénéficier de conditions optimales de financement. Cette stratégie renforce également la réputation du Groupe en tant que producteur indépendant d'électricité fiable et véritablement engagé dans les marchés sur lesquels il opère, bénéficiant d'un *track record* solide tant en termes de respect des délais de livraison des projets que de respect des budgets alloués ou de responsabilité sociale et environnementale.

Grâce à sa stratégie *develop-to-own*, le Groupe s'est constitué un portefeuille d'actifs relativement jeune avec un âge moyen pondéré des actifs par MW et calculé à partir de la date de début des opérations de commercialisation (*commercial operation date* ou *COD*) de chaque installation) de deux ans et 3 mois au 31 décembre 2018 et parallèlement, une durée moyenne résiduelle des contrats de vente d'électricité (pondérée par MW en opération) supérieure à 15 ans à compter de cette même date.

Le Groupe renforce également cette stratégie *develop-to-own* soit en étant propriétaire des terrains sur lesquels sont situés ses actifs (pour environ un tiers de la capacité des actifs en opération) soit en procédant à la conclusion de baux à long terme d'une durée pouvant aller jusqu'à 99 ans et généralement de 30-60 ans (à chaque fois, en prenant pour hypothèse que toutes les options de prorogation des baux sont exercées), lui permettant de valoriser les actifs tout au long de leur utilisation afin de faciliter leur productivité continue, de signer des nouveaux contrats de vente d'électricité pour ces projets et de capturer leur valeur à long terme après l'expiration des contrats de vente d'électricité y afférents. Pour une description plus détaillée de la politique du Groupe quant à l'acquisition de terrains et la conclusion de baux, se référer à la Section 1.5.7.1 « Propriété foncière et baux » du présent document.

## 1.5.2 UN LEADERSHIP MULTI-LOCAL

En complément de son modèle *develop-to-own*, le Groupe adopte une politique d'expansion géographique à l'international.

Le Groupe se donne pour objectif de développer une présence locale sur chacun de ses marchés cibles, répartis à ce jour en trois zones, Europe - Afrique, Australie et Amériques, tout en respectant une politique de répartition de sa présence internationale à hauteur de 80% de sa capacité en opération dans des pays membres de l'OCDE. Le Groupe évalue le potentiel des nouveaux marchés selon leurs besoins énergétiques et la possibilité de les satisfaire, en fonction de divers critères, notamment :

- une situation géographique disposant de ressources solaires et éoliennes suffisantes permettant de produire de l'électricité verte à parité réseau ou sous la parité réseau ;

- des environnements politique et économique suffisamment stables ainsi qu'un cadre juridique favorable, permettant notamment la détention par le Groupe de la totalité ou de la majorité des actifs qu'il développe et exploite ;
- l'opportunité de conclure des contrats de vente d'électricité à long terme avec des contreparties fiables ;
- la disponibilité des financements long terme sans recours auprès de prêteurs locaux ou internationaux ;
- un accès au réseau à des coûts raisonnables ;
- la possibilité d'éliminer ou de minimiser l'exposition aux risques de change en alignant l'endettement des projets, les dépenses d'investissements engagées pour financer ces projets et les revenus générés par ces projets sur une même devise forte et stable (à la date du présent document, le dollar américain, l'euro et le dollar australien) ;
- la possibilité de s'assurer une place parmi les *leaders* sur le marché local ;
- et l'opportunité de réaliser des économies d'échelle sur le marché cible.

Une fois que le Groupe a identifié un marché qui remplit ces critères, il pénètre ce marché principalement en participant à des procédures d'appel d'offres (ou occasionnellement par des discussions bilatérales avec des acheteurs potentiels) gérées depuis la France ou par des équipes locales. Dans ce dernier cas, les équipes locales identifient les besoins spécifiques du marché et, en coordination avec le management du Groupe en France, effectuent des travaux initiaux d'évaluation et de développement afin de constituer un portefeuille de projets en phase *advanced development* prêts à être développés en vue d'une procédure d'appel d'offres lorsque celle-ci se présentera. Dans tous les cas, après implantation sur un nouveau marché, le Groupe consolide une présence locale avec des équipes présentes sur place dirigées par des chefs de projets expérimentés, dont certains ont déjà eu des expériences sur d'autres marchés du Groupe. Dans certains cas, ces équipes travaillent avec des professionnels locaux afin d'acquérir une meilleure compréhension des normes et structures sociales locales et du cadre juridique et administratif du marché concerné, ce qui contribue au développement des connaissances du marché et permet ainsi aux équipes de répondre rapidement aux appels d'offres.

Les équipes locales des marchés cibles gèrent plusieurs aspects des projets tels que les acquisitions des droits fonciers et la gestion des relations avec les parties prenantes et les communautés locales, tout en bénéficiant du support administratif et opérationnel du Groupe, centralisé à Paris, couvrant le savoir-faire technique, d'approvisionnement, industriel et financier et des meilleures pratiques appliquées au sein du Groupe. Les équipes locales s'appuient également sur des prestataires externes, notamment pour les expertises locales comme les études de sols, les données et évaluations environnementales, l'obtention des permis et la revue des évaluations fiscales. Grâce à ses équipes locales et à la création d'un réseau sur place, le Groupe est en mesure d'effectuer les recherches préliminaires lui permettant d'obtenir des informations utiles relatives aux sites potentiels, de comprendre et d'appréhender certaines contraintes telles que des obstacles au raccordement au réseau ou à l'accès du site, d'apprécier le cadre juridique et logistique, y compris les taxes et les frais et de nouer des relations avec les partenaires industriels et les autorités de régulation. Ces avantages contribuent à la conception de projets de qualité par le Groupe qui forment une partie essentielle de sa stratégie *develop-to-own*.



Après s'être implanté sur un nouveau marché, le Groupe se concentre sur la consolidation et l'expansion de sa présence locale à travers la reproduction des processus de structuration des projets afin de se positionner comme *leader* sur le plan local. Le Groupe déploie ses équipes sur le terrain et leur accorde de plus en plus d'autonomie. D'un point de vue opérationnel, la présence locale du Groupe et son développement renforcent sa capacité à réaliser des économies d'échelle et à négocier de meilleures conditions d'achat auprès des fournisseurs.

D'une manière plus générale, par le développement de projets propres au sein d'un modèle de *leadership* multi-local, le Groupe est en mesure d'optimiser significativement le développement de ses projets ce qui lui permet en retour d'améliorer la compétitivité de ses offres tout en maintenant la rentabilité de ses projets. Au 31 décembre 2018, environ 80% de la capacité sécurisée du Groupe faisaient l'objet de contrats de vente d'électricité à des prix inférieurs à 90 €/MWh (au taux de change en vigueur au 31 décembre 2018) et environ 50% de la capacité sécurisée du Groupe faisaient l'objet de contrats de vente d'électricité à des prix inférieurs à 50 €/MWh (dans chaque cas, en excluant le projet Dubbo Solar Hub, qui ne vend son électricité qu'à travers des ventes au *spot* et de certificats verts, et l'activité Stockage de Hornsdale Power Reserve).

Enfin, en tirant avantage de sa taille et de sa diversité géographique et en regroupant certains projets, le Groupe est en mesure de limiter les risques commerciaux, grâce à un portefeuille solide, réduisant ainsi son coût en capital.

### 1.5.3 DÉTENTION DES ACTIFS

Fidèle à sa stratégie *develop-to-own*, le Groupe cherche généralement, dans la mesure du possible, à être l'unique propriétaire de ses actifs, en vue d'exercer un contrôle maximal. Au 31 décembre 2018, le Groupe détient 86% de ses actifs en opération et en construction (par MW), après prise en compte de la quote-part du Groupe dans les projets co-investis. En général, le Groupe vise la détention exclusive de ses actifs afin de respecter des standards de qualité élevés et d'assurer un contrôle sur leur gestion. Ce modèle permet au Groupe d'optimiser ses actifs sur le plan opérationnel et industriel par la mise en œuvre de systèmes et de services partagés ainsi que de procédures uniformes tout en rationalisant la prise de décisions. De plus, la détention exclusive des actifs permet au Groupe de se concentrer sur une stratégie de rendement stable sur le long terme, basée sur le développement d'actifs de haute qualité, plutôt que de miser sur des opportunités à plus court terme.

Dans certains cas, le Groupe choisit d'octroyer une participation (minoritaire) à des partenaires afin de faciliter son entrée sur un nouveau marché, ou lorsqu'une procédure d'appel d'offres locale pose comme condition à la recevabilité de l'offre la participation minoritaire d'une entité publique locale au sein du projet. Lorsqu'un partenaire commercial n'envisage pas (ou n'a pas la capacité) d'investir ou de maintenir son investissement dans un projet donné, le Groupe et le partenaire conviennent d'une structure offrant au Groupe une option de rachat de la totalité ou d'une partie de la participation du partenaire au *closing* financier. Dans certains cas, le Groupe ne peut détenir intégralement un projet en raison de contraintes réglementaires liées à la détention d'actifs. Par exemple,

pour le projet Cestas, bien que le Groupe supervise les prestataires O&M pour le compte des investisseurs et soit propriétaire du terrain sur lequel sont situées les installations, la réglementation française en vigueur lors de la soumission du projet exigeait, pour bénéficier de l'obligation d'achat à guichet ouvert, que les projets ne soient pas contrôlés par la même entité. Cette contrainte est due au fait que la réglementation limitait alors la taille des sites en imposant que les onduleurs détenus par un même producteur soient séparés par une certaine distance réglementaire.

## 1.5.4 PLANIFICATION ET DÉVELOPPEMENT DES PROJETS

### 1.5.4.1 IDENTIFICATION DES OPPORTUNITÉS

Dès le début du processus de développement d'un projet, une équipe de prospection est constituée sur le marché cible. Selon le marché visé, l'équipe peut être exclusivement composée d'employés du Groupe ou elle peut inclure des acteurs locaux pouvant tirer parti de leurs connaissances du terrain afin de mieux identifier de nouvelles opportunités et d'anticiper les complexités locales (telles que les procédures d'obtention de permis et la gestion des parties prenantes). Cette équipe prend en charge la recherche de sites. Lorsqu'un site à fort potentiel est identifié, l'équipe de prospection mandate des experts reconnus qui réalisent les études préliminaires 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 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, le projet passe en phase d'exécution durant laquelle des ressources plus importantes sont mobilisées, notamment *via* la modélisation financière et budgétaire du projet.



#### 1.5.4.2 PARTICIPATION AUX PROCÉDURES D'APPEL D'OFFRES

Les procédures d'appel d'offres auxquelles le Groupe participe sont structurées de façon différente selon les pays ou les types d'énergie concernés. Les particularités de chaque procédure d'appel d'offres sur les marchés solaires ou éoliens sont décrites plus en détail aux 1.4.1.1 (ii) « Politique de développement des projets photovoltaïques » et 14.1.1.2 (ii) « Politique de développement des projets éoliens » du présent document, respectivement. 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, allant de 15 à 20 ans (et dans certains cas jusqu'à 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.

Bien que le Groupe réponde plus rarement aux appels d'offres émanant d'acheteurs privés, il considère néanmoins 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, voir la Section 1.5.6.1 « Contrats de vente d'électricité » du présent document.

Le Groupe adopte une approche rigoureuse lors de la participation aux procédures d'appel d'offres qui trouve sa source dans une grande discipline financière. Afin d'évaluer ses offres, le Groupe conduit préalablement une analyse de modélisation basée sur des hypothèses généralement prudentes et, dans la mesure du possible, corroborées par des études indépendantes, validées par des analyses internes et présentées à un comité interne de fixation des tarifs (*pricing committee*) pour validation préalable. Ces hypothèses incluent notamment les éléments suivants :

- le rendement du projet est calculé sur une période de 25 ans (qui correspond à la durée d'amortissement des actifs solaires et éoliens du Groupe selon ses politiques comptables applicables bien que la durée de vie reconnue des actifs soit en général plus longue), et comprend les rendements attendus du contrat de vente d'électricité, pour toute sa durée et, pour toute période additionnelle, les rendements des ventes d'électricité sur le marché (au *spot*) soumises au risque de marché ; cette durée est de 10 ans le cas du stockage d'énergie, et peut aussi être plus courte dans certains cas (centrale solaire *offgrid*, dépendant de la durée de vie de la mine concernée) ;
- les prix de marché et l'estimation de l'inflation sont fondés sur des prévisions d'experts indépendants ;
- les estimations de production sont fixées à P50 (ce qui signifie qu'il y a une probabilité de 50% que le projet produira au moins la capacité prévue pour une année donnée) sur la base d'évaluations de rendement énergétique faites par des experts indépendants qui, souvent, sont les mêmes évaluations utilisées par les prêteurs potentiels ;

- les hypothèses d'exploitation (y compris les charges d'exploitation) qui sont en grande partie alignées avec les hypothèses du prêteur ; et
- le financement à long terme est sans risque de refinancement et le coût de la dette est basé sur les lettres d'intention initialement proposées par les prêteurs potentiels (bien que les conditions finales de financement soient figées une fois la procédure d'appel d'offres remportée et que le Groupe cherche généralement à obtenir de meilleures conditions que celles initialement proposées).

À partir de ces hypothèses, le Groupe calcule un taux de rentabilité interne au moment de son offre (« TRI d'offre ») pour le projet proposé afin de déterminer si ce dernier générera une marge suffisante, au-delà du coût du financement du projet, pour justifier la soumission d'une offre compte tenu des risques attachés au projet (notamment les risques pays). Ce calcul est basé sur un TRI d'offre de référence déterminé par le comité interne de fixation des tarifs (*pricing committee*) composé du Comité exécutif, d'un directeur financier régional, d'un directeur du développement régional et d'un chef de projet (*project manager*). Le TRI d'offre tient notamment compte des éléments suivants :

- les coûts locaux, y compris les taxes, les frais locaux, les contraintes de réseau et les frais y afférents, dans chaque cas en se fondant sur les études disponibles et les études de *due diligence* préalablement effectuées ;
- les coûts de construction en faisant appel à des experts et fournisseurs locaux, prenant en compte les exigences de qualité du Groupe en matière d'équipements et de normes industrielles ;
- les coûts de financement basés sur les discussions préliminaires avec les prêteurs potentiels présélectionnés ; et
- dans la plupart des cas, un *financial advisor* externe établit une estimation selon un modèle financier adapté afin de s'assurer que le projet est rentable. Les prêteurs se servent parfois du même modèle dans le cadre de la *due diligence* de financement.

Le TRI d'offre, requis pour que le Groupe investisse dans le projet, est établi en ajustant le TRI d'offre de référence, en premier lieu, pour tenir compte de l'inflation et pour ajouter une prime de risque en fonction du pays dans lequel le projet est implanté ce qui donne un TRI d'offre ajusté au pays donné. Ce TRI d'offre ajusté fait l'objet d'un second ajustement afin de prendre en compte la nature de la contrepartie au contrat de vente d'électricité, à savoir s'il s'agit d'une entité étatique, d'une entreprise privée (avec un ajustement en fonction de sa notation de crédit) ou d'un risque de marché (avec une prime de risque ajoutée). Dans l'éventualité où le contrat de vente d'électricité implique plusieurs contreparties, les ajustements au TRI d'offre sont pondérés en fonction des revenus prévisionnels de chacune de ces contreparties. Si le projet atteint un niveau acceptable de TRI d'offre, le Groupe soumet sa candidature à l'issue d'un *reporting* régulier et de la validation des estimations et des éléments de prix.

Le Groupe ne modélise pas dans son TRI d'offre certaines variations potentielles de TRI qui peuvent survenir entre son offre et le *closing* financier. Par ailleurs, et en ligne avec son approche conservatrice, le Groupe ne modélise pas dans son TRI d'offre certaines améliorations de TRI qui peuvent survenir après le *closing* financier. Entre l'offre initiale et le *closing* financier, le TRI du projet peut varier en raison :

- des fluctuations des taux d'intérêt ou des taux de change ;
- des variations dans les conditions contractuelles des contrats *EPC* et *O&M* entre les propositions initiales et les contrats définitifs, et du possible écart entre les conditions de financement signées et les lettres d'intention initiales des prêteurs.

Après le *closing* financier de ses projets, le Groupe estime que les potentielles améliorations du TRI suivantes sont disponibles :

- l'optimisation des coûts ;
- le refinancement de la dette projet à des conditions de marché plus favorables ;
- l'allongement de la durée de vie des projets au-delà de l'estimation interne au Groupe d'une durée de vie utile de 30 ans pour un actif photovoltaïque ou éolien (même si le Groupe amortit et évalue la rentabilité de ces actifs sur 25 ans) ;
- le remplacement de ses projets ;
- l'intégration de solutions de stockage pour améliorer la performance opérationnelle des projets du Groupe ;
- et enfin des avantages supplémentaires résultant de la stratégie du Groupe qui consiste à détenir sur le long terme des projets de longue durée sur des terrains qu'il possède ou pour lesquels il a obtenu des baux long terme.

### 1.5.4.3 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/la région dans lequel le projet doit être développé. Des précisions additionnelles relatives aux projets solaires, éoliens et de stockage sont respectivement fournies aux Sections 1.4.1.1 (ii) « Politique de développement des projets photovoltaïques », 1.4.1.2 (ii) « Politique de développement des projets éoliens » et 1.4.1.3 (vi) « Politique de développement des installations de stockage d'énergie » du présent document.

En règle générale, 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 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 sans recours et l'organisation du package de sûretés et de garanties ;
- et la couverture de l'exposition du Groupe au risque de taux et de change (par exemple, 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 le début du financement du projet et le *closing* financier.

Le temps nécessaire à la structuration d'un projet (plus particulièrement entre le premier contact avec le prêteur et le *closing* financier) dépend du marché dans lequel il a vocation à être construit. Pour un marché mature tel que l'Australie, les délais sont plus courts que pour les marchés moins matures, tels que certains pays d'Afrique et 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 (*time to market*) 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 (*time to market*) 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.

En dehors de la France, la structuration de projet est assurée non seulement par les équipes du Groupe, mais aussi par des tiers soigneusement sélectionnés. Un *project development manager*, interne au Groupe, supervise la structuration du projet et coordonne différentes équipes telles que l'équipe *procurement*, 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. La gestion de projet est assurée par l'équipe de développement du Groupe qui est gérée par un chef de projet, lequel informe régulièrement la direction de l'avancement du processus. En France, compte tenu de la plus petite taille des projets et de leur plus grand nombre, la structuration est assurée par des équipes spécialisées du Groupe selon un processus et un ensemble de responsabilités préalablement définis.

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 temps opportun.

### 1.5.4.4 CLASSIFICATION DES PROJETS

Le Groupe suit l'avancement de ses projets selon une nomenclature bien 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 photovoltaïque que pour l'éolien, sont les suivantes :

- Projets en phase *early stage* : 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 *advanced development* : à ce stade, les éléments suivants devront être complétés :
  - 1. Immobilier : signature d'un contrat validant l'utilisation du terrain ;
  - 2. Accès au réseau : raccordement préliminaire au réseau confirmé ;
  - 3. Technique : études de préconceptions achevées.
- Projets en phase *tender-ready* : un projet pour lequel les conditions suivantes sont alternativement remplies :
  - 1. 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 :
    - a) dispose d'un programme de développement des énergies renouvelables par le biais de procédures d'appel d'offres récurrentes, ou
    - b) présente un marché liquide de contrats de vente d'électricité auprès d'entreprises privées.

- À la date du présent document, les pays qui satisfont à l'une de ces deux conditions sont la France, l'Australie, le Mexique et l'Argentine ; ou
  - 2. un tarif d'achat obligatoire est disponible et une demande de permis de construire a été soumise ;
- Sur la base de ces critères, un projet qui atteint la phase *tender-ready* ne sera pas reclassé à un stade moins avancé tant que :
  - 3. la dynamique de marché des énergies renouvelables du pays concerné reste inchangée ; et
  - 4. les exigences pour l'obtention d'un contrat de vente d'électricité demeurent les mêmes ;

Les projets en phase *advanced development* et les projets en phase *tender-ready* forment l'*advanced pipeline*.

Les projets en phase *advanced development* qui remportent des procédures d'appel d'offres sont considérés comme des projets en phase *awarded* et ce, sans avoir été préalablement classifiés en tant que projets en phase *tender-ready*.

- Projets en phase *awarded* : 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 le projet a remporté une procédure d'appel d'offres. 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 *EPC*, ainsi que les négociations relatives au financement du projet, sont généralement terminées à ce stade.
- Projets en construction : l'instruction de procéder à la construction (*notice to proceed*) a été notifiée au prestataire *EPC*. L'actif restera dans cette catégorie jusqu'à ce que la réception provisoire ait été signée, même si l'installation a déjà commencé à produire et à vendre de l'électricité.
- Projets en opération : la réception provisoire du projet (*provisional acceptance*) a été signée et la responsabilité de l'actif transférée par l'équipe de construction à l'équipe d'exploitation.

Les projets en phase *awarded*, les projets en construction et les projets en opération forment le *secured portfolio*.

Le Groupe a connu un succès considérable concernant le passage de ces projets en phase *tender-ready* à la phase *awarded*, soit en remportant des appels d'offres, soit en obtenant des tarifs d'achat obligatoires ou des compléments de rémunération à guichet ouvert. Au cours de la période de 2015 au 31 décembre 2018, les projets du Groupe d'une capacité totale de 2,5 GW ont remporté des appels d'offres ou obtenu un tarif d'achat obligatoire à guichet ouvert ou un complément de rémunération.

Par ailleurs, depuis la création du Groupe, seuls deux projets en phase *awarded* n'ont pas atteint la phase de construction (*under construction*) et ont dû être abandonnés. Le premier, en Égypte (50 MW), pour des raisons de changements inattendus dans les termes du contrat de vente d'électricité du projet, le second, en Jordanie (34 MW), en raison de l'impossibilité de parvenir à un accord « bankable » sur le contrat de

vente d'électricité avec une contrepartie privée. Ces projets n'étaient pas entrés en construction.

Enfin, il faut souligner la possibilité du passage direct de *tender-ready* à *under construction* dans le cas de projets dont l'électricité est vendue sur des marchés *spot*.

## 1.5.5 FINANCEMENT DES PROJETS

### 1.5.5.1 PROCESSUS DE FINANCEMENT

Une fois qu'un projet en développement est suffisamment avancé, le Groupe entame un processus de sondage des prêteurs en vue d'obtenir un financement compétitif et de préparer ses offres pour les procédures d'appel d'offres anticipées. Une fois le contrat de vente d'électricité obtenu, le Groupe procède à la mise en place du financement du projet dans le cadre d'un processus détaillé et structuré impliquant la réalisation d'une *due diligence* étendue 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 centralisées à Paris pour tous les contrats conclus en dehors de l'Australie, où le Groupe dispose d'une équipe de financement spécifique.

### 1.5.5.2 STRUCTURATION ET PÉRIMÈTRE DES FINANCEMENTS

Le Groupe structure son financement de projets en constituant une société de projet distincte pour chacun des projets qu'il développe. Dans certains cas, l'ensemble du projet est détenu par plusieurs sociétés de projets. Les montages financiers concernent soit des projets individuels, soit des groupes de projets. En particulier, en France, où les projets sont plus petits, le Groupe regroupe plusieurs projets afin d'obtenir un financement à des conditions plus favorables que celles qui seraient obtenues si le financement était négocié projet par projet, grâce à l'augmentation des volumes de production d'électricité (et donc des revenus) et à la réduction des risques due aux garanties croisées entre sociétés de projets et à la diversification des ressources. À titre d'exemple, le Groupe a regroupé 21 projets en France en octobre 2016 afin d'obtenir environ 240 millions d'euros de financement pour une durée supérieure à celle des contrats de vente d'électricité relatifs aux projets concernés et à des taux d'intérêts très bas (1,70% et 1,80% par an pour les projets éoliens et solaires, respectivement, bénéficiant de tarifs d'achat obligatoire). En février 2019, le Groupe a conclu un nouveau programme de financement en dette senior de projets éoliens et solaires français qui a été dimensionné pour atteindre une centaine de millions d'euros.

Dans tous les cas, le financement souscrit par le Groupe pour le compte de chaque société de projet et de chaque société holding intermédiaire (en cas de regroupement de projets) est sans recours sur les actifs de la Société ou les actifs des autres entités du Groupe.

Lorsque les conditions de financement sont favorables, le Groupe peut refinancer opportunément des projets afin d'améliorer leur TRI et leurs conditions de financement. Par exemple, le Groupe a refinancé 249 millions d'euros de dette projet pour son installation photovoltaïque de Cestas, ce qui s'est approximativement traduit par un doublement du TRI sur fonds propres de l'installation, deux ans seulement après sa mise en service.

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

Chaque projet est financé au niveau d'une société de projet (ou de la holding intermédiaire en cas de regroupement de projets) par une dette senior (avec des cas exceptionnels de financement mezzanine multi-tranches), ainsi que par une fraction en fonds propres, apportée par la Société (ainsi que par des investisseurs minoritaires dans certains cas).

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 Ipx, Société Générale, Groupe BPCE et Bpifrance, tout en conservant la flexibilité de choisir entre les prêteurs en fonction de l'attractivité de leurs propositions de financement ;
- sur les marchés en développement, le Groupe travaille avec des banques de développement en plus des banques partenaires. Ces prêteurs comprennent, par exemple, Proparco, Inter-American Development Bank, la Société financière internationale (faisant partie de la Banque Mondiale) et la Overseas Private Investment Corporation.

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

Sur la base des facteurs décrits ci-dessus, ainsi que d'autres facteurs, les prêteurs détermineront 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, principalement sur des marchés moins matures impliquant des banques de développement, les prêteurs exigeront également un taux d'endettement maximum (*maximum gearing ratio*) afin d'assurer un pourcentage minimum de fonds propres dans le projet concerné.

### 1.5.5.4 APPROVISIONNEMENT ET CONSTRUCTION

En dehors de France, la construction commence généralement après le *closing* financier. En France, la construction peut débuter avant le *closing* financier (lorsqu'il est prévu qu'une série de projets sera regroupée à des fins de financement), mais seulement après la sécurisation de l'obtention des permis nécessaires et l'attribution d'une procédure d'appel d'offres. La construction du projet est prise en charge par un directeur des travaux attiré qui prend la relève du directeur de développement de projet.

Au 31 décembre 2018, le Groupe employait 17 chefs de projets, dont huit ont travaillé sur des projets européens et étaient basés en France, et les neuf autres sur des projets non européens situés dans le reste du monde. Le directeur des travaux de projet 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 ces missions et selon ses besoins, le directeur des travaux est soutenu par les équipes juridiques, financières et de développement du Groupe.

La construction de centrales solaires et de parcs éoliens est mise en œuvre sous la supervision du Groupe comme suit :

- **Centrales solaires.** La construction de centrales solaires est réalisée par un prestataire EPC, tel que Eiffage ou Bouygues, conformément à ses engagements contractuels. Le prestataire

EPC est sélectionné projet par projet, généralement par le biais d'un processus de mise en concurrence ou d'un dispositif similaire. Le Groupe cible des partenariats avec des entrepreneurs spécialisés et financièrement solides afin d'offrir les meilleures garanties possibles. Le Groupe négocie les conditions d'achat des équipements ainsi que la marge du prestataire EPC sur les panneaux et les onduleurs, qui sont intégrés dans un contrat global avec d'autres conditions commerciales relatives à la technologie utilisée pour le projet. En général, le Groupe contrôle le choix des autres composants et spécifie le cahier des charges. En outre, le Groupe se concentre sur la viabilité de la technologie retenue et travaille avec les prestataires EPC qui peuvent fournir des garanties d'exécution conformes aux attentes des prêteurs.

Selon la nature du projet, un seul fournisseur de panneaux photovoltaïques ou bien plusieurs fournisseurs peuvent être mobilisés (comme c'est le cas avec Cestas). Le contractant EPC assume généralement les risques de retard et d'exécution conformément aux clauses pénales (*liquidated damages*) stipulées dans les contrats EPC.

En France, où les projets photovoltaïques du Groupe atteignent en moyenne des capacités d'environ 10-12 MW, la période de construction entre l'instruction de procéder à la construction (*notice to proceed*) et la date de début des opérations de commercialisation (*commercial operation date* ou COD) dure généralement de 6 à 8 mois. Dans les autres pays, la période de construction est généralement comprise entre 8 et 12 mois et peut être plus longue sur certains marchés (par exemple, en Argentine, cette période est estimée jusqu'à environ 15 mois).

- **Parcs éoliens.** Conformément à sa politique d'approvisionnement projet par projet, le Groupe sélectionne, dans le cadre d'un processus de mise en concurrence, le fournisseur de turbines éoliennes avec lequel il signe un contrat de fourniture (*turbine supply agreement*) pour l'approvisionnement, le transport, l'installation et la mise en service des éoliennes. Outre les turbines, le parc éolien est construit par une société de génie civil et de construction selon les termes d'un contrat de construction et fourniture en autres composants du système (contrats BOP), qui couvre notamment les travaux de voirie pour le site, la construction et la gestion des zones de construction, la construction des fondations et le montage des travaux de raccordement au réseau au sol (construction de stations de livraison, réalisation de tranchées et câblage de manutention) pour relier l'éolienne au sol. Le fournisseur d'éoliennes et le fournisseur en composants BOP assument chacun des risques contractuels similaires à ceux qui sont prévus dans les contrats conclus en matière solaire en ce qui concerne les retards et le rendement.

En France, la durée de construction est généralement de 9-10 mois, répartis de manière égale entre (i) les travaux de génie civil et (ii) le câblage, le montage et la mise en service de l'éolienne. Dans les autres pays, où les parcs éoliens sont nettement plus grands, atteignant des capacités de 100 MW ou plus, la période de construction est généralement comprise entre 12 et 18 mois.

Pour chacun des projets qu'il construit, le Groupe met en place un budget d'aléas pour couvrir les coûts imprévus encourus en cours de construction. Le montant de ce budget d'aléas se situe généralement entre 2 à 5% du total des dépenses d'investissement du projet.

Le processus de raccordement au réseau est initié dès l'attribution d'une procédure d'appel d'offres au Groupe (et peut commencer plus tôt, dans certains cas, lorsqu'un projet est suffisamment mûr pour le justifier) et se poursuit tout au long du processus de construction jusqu'au début des opérations de commercialisation de l'installation.



Le chef de projet compétent est responsable du raccordement au réseau pour les projets solaires et éoliens en France. Au niveau international, le raccordement au réseau relève généralement de la responsabilité du prestataire *EPC*, sous la supervision étroite du directeur des travaux compétent. Au cours du processus de développement, le Groupe conclut généralement une convention de raccordement au réseau avec le gestionnaire du réseau local et conclut des contrats pour la construction d'une ligne de transmission. En fonction du pays et de la réglementation applicable, le Groupe peut également avoir besoin d'obtenir des servitudes et des droits fonciers pour la ligne de transmission entre l'installation photovoltaïque ou éolienne et le point de raccordement au réseau. La gestion proactive du processus de raccordement au réseau est essentielle pour réaliser les projets dans les délais à un coût acceptable.

Dans la mise en œuvre de la construction, le Groupe s'appuie sur des tiers, projet par projet, pour les choix industriels en matière de construction, fourniture et installation (*EPC*), de modules photovoltaïques, d'éoliennes, d'onduleurs et de gestion des autres composants du système (composants *BOS* et *BOP*), entre autres. Ces partenariats sont établis dans le cadre de processus de mises en concurrence avec une préférence pour les contreparties de premier rang.

Le Groupe ne conclut généralement pas de contrats-cadres multi-projets, bien que l'accent mis sur la qualité des prestataires se traduise par une récurrence de certains partenaires commerciaux, principalement des groupes de construction majeurs tels que Eiffage, Bouygues Énergies & Services et TSK.

L'équipe de négociation des contrats du Groupe centralisée à Paris (avec du personnel supplémentaire prévu en Australie) négocie les accords avec les prestataires *EPC* et *BOP*. L'équipe en charge du contrat élabore des contrats adaptés au projet et à sa situation géographique, conçus pour fournir au Groupe un niveau élevé de protection tout en étant aussi cohérent que possible d'un projet et d'un marché à l'autre.

### 1.5.5.5 OPERATION DES ACTIFS DE PRODUCTION

En ligne avec sa stratégie *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* sont généralement les mêmes que ceux qui se sont occupés de la construction de l'actif (solaire) et de la fourniture des équipements (éoliens).

La gestion et l'opération des actifs après l'achèvement du projet sont facilitées par les éléments suivants :

- l'expertise interne du Groupe, qui comprend un centre de contrôle des opérations à Paris et une salle de contrôle locale à Canberra, avec des gestionnaires d'actifs du Groupe qui supervisent un portefeuille défini ;
- le suivi, la supervision et l'analyse en continu, qui sont assurés en partie par les gestionnaires d'actifs du Groupe avec des outils informatiques internes, et en partie par des prestataires de services externes qui supervisent les actifs 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 ; et

- les services *O&M* des prestataires externes (qui agissent en tant que gestionnaires au quotidien sur place) sur la base d'accords complets prévoyant des garanties de performance, la mise en œuvre de l'amélioration continue et des meilleures pratiques selon la norme ISO 55000 et des examens continus et périodiques avec des comparaisons de performance avec les pairs.

Le gestionnaire d'actifs est situé à proximité, et a une connaissance approfondie, de l'actif et de son site. Il est chargé de superviser les aspects techniques et d'élaborer un plan de gestion détaillé concernant l'actif.

La mise en œuvre spécifique des principales responsabilités en matière de gestion est décrite plus en détail ci-dessous :

- **Gestion de la production.** La gestion de la production se compose d'une fonction de *reporting*, d'une part, et d'une fonction de planification et de contrôle, d'autre part. La fonction de *reporting* comprend des *reporting* quotidiens, mensuels, trimestriels et annuels qui permettent de suivre la performance des actifs. La fréquence des *reporting* dépend de la mesure de la performance de l'actif, mais comprend des paramètres tels que le facteur de charge, le chiffre d'affaires consolidé, le niveau de production, les pénuries (le cas échéant), les pertes en quantité ou en qualité, les indicateurs clés de performance (*Key Performance Indicators* ou *KPI*) tels que les ratios de disponibilité et de performance ou les analyses et retours sur les événements significatifs, entre autres.
- **Planification et contrôle.** Il est mis en place un plan de gestion qui liste chaque étape (technique, administrative, commerciale ou autre) nécessaire à l'opération efficace et effective de l'actif concerné. Le contrôle portant sur les fournisseurs s'organise autour de revues mensuelles des prestataires *O&M*.

De plus, le Groupe conduit des évaluations annuelles de ses prestataires *O&M*, dans lesquelles il fournit un retour sur la performance de l'actif et la performance opérationnelle, avec une évaluation du prestataire *O&M* concerné comparativement à d'autres partenaires, selon un ensemble de standards objectifs prédéfinis.

- **Gestion de la maintenance.** Le Groupe organise et déploie une maintenance préventive et corrective pour l'ensemble de ses actifs.
  - La maintenance préventive est définie, tant dans sa substance que dans sa fréquence, dans le contrat *O&M*, et les gestionnaires d'actifs du Groupe supervisent étroitement la mise en œuvre des mesures de maintenance par le prestataire *O&M* pour s'assurer de leur efficacité et de leur cohérence. Les actions de maintenance sont planifiées trimestriellement ou, en cas de besoin plus limité, annuellement. Toutes ces actions sont systématiquement enregistrées par le biais de rapports de maintenance mensuels étroitement suivis et adaptés au type d'actif (solaire, éolien ou de stockage).
  - Les obligations de maintenance corrective sont également définies contractuellement, le prestataire *O&M* étant responsable de la supervision de la centrale (comprenant une réaction rapide à toute alerte), des mesures correctives en ligne ou sur place et du *reporting* des incidents d'une manière qui permet de suivre leur durée et les pertes qui en résultent aux fins de calcul de la disponibilité de l'installation. Pour les installations éoliennes, le Groupe met également en place un suivi de la durée moyenne de réparation et de la durée moyenne entre deux défaillances afin d'en surveiller la performance. En plus de ses autres responsabilités, le prestataire *O&M* gère le stock de pièces de rechange de chaque actif, l'équipement usagé étant remplacé par le prestataire *O&M* à ses propres frais.



- **Gestion de la performance.** Le Groupe adapte ses instruments et sa politique de mesure de la performance au type d'actif, selon qu'il s'agit d'un actif éolien ou solaire.
  - La performance des installations solaires est évaluée en fonction de trois indicateurs clefs de performance (*KPIs*) : la ressource solaire (la disponibilité et la capacité de l'énergie solaire à laquelle la centrale a accès), la performance (la part effectivement produite de la production cible d'électricité) et la disponibilité. L'analyse de la performance des centrales solaires comprend un examen des incidents et des enseignements tirés ; des comparaisons de production entre les onduleurs (qui convertissent le courant continu variable d'un panneau solaire en un courant alternatif de fréquence industrielle qui peut être injecté dans le réseau électrique concerné) et les alarmes ; et une analyse des « salissures » qui limitent le rendement des panneaux en raison de la saleté.
  - La performance des installations éoliennes est évaluée principalement en fonction de la disponibilité, que ce soit en termes de temps ou d'énergie, conformément au contrat *O&M* applicable. L'analyse d'un parc éolien se concentre sur la répartition des pertes techniques dues à certains défauts, défaillances ou autres problèmes, une analyse de la courbe de capacité, une comparaison de l'efficacité des turbines, et une analyse des incidents et des leçons à en tirer.
- **Gestion des coûts.** Le Groupe a essentiellement conclu des contrats à long terme relatifs à la maintenance, à la location et à l'assurance de ses actifs, qui représentent environ 85% des dépenses techniques d'exploitation pour ses installations photovoltaïques et environ 87% pour ses installations éoliennes. La nature à long terme de ces contrats permet au Groupe de négocier des conditions compétitives et de limiter les coûts. Dans le même temps, le Groupe vise des économies supplémentaires en renégociant les contrats lorsque cela est possible, en particulier pour les installations photovoltaïques, pour lesquelles les coûts *O&M* ont significativement diminué au cours des dernières années.
- **Gestion HSE.** Le système de gestion HSE du Groupe fait l'objet d'un suivi par le biais d'un *reporting* mensuel. Pour plus de détails sur les questions HSE, se reporter au Chapitre 5 « Développement durable et responsabilité sociétale » du présent document.

## 1.5.6 VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ PAR LE GROUPE

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 entreprises de distribution 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, au *spot* dans le cadre d'accords bilatéraux. Les principales caractéristiques de ces contrats sont résumées ci-dessous.

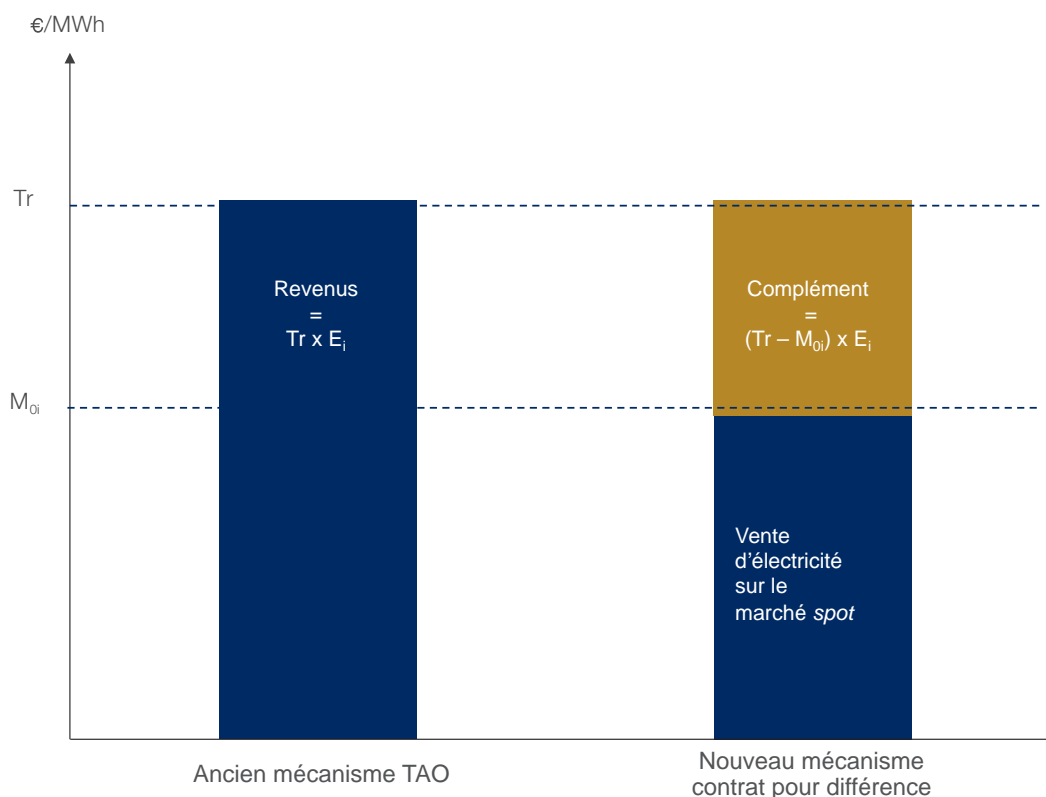
### 1.5.6.1 CONTRATS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

#### Contrats pour différence post-appel d'offres ou à guichet ouvert

La majeure partie des ventes d'électricité du Groupe est réalisée au titre de contrats de vente d'électricité remportés post-procédure d'appels d'offres, proposant un tarif d'achat obligatoire sur des durées pouvant aller de 15 ans (éolien français) à 20 voire 25 ans. Toutefois, les énergies renouvelables étant devenues de plus en plus

compétitives, un nombre croissant d'appels d'offres visés actuellement par le Groupe propose la conclusion de contrats pour différence, décrits ci-dessous. Le premier projet du Groupe bénéficiant d'un contrat pour différence est entré en opération à la fin du premier semestre 2018.

Le graphique ci-dessous illustre la structure type du contrat pour différence dont bénéficie le Groupe et compare la structure du contrat pour différence à celle du contrat de vente d'électricité avec tarif d'achat obligatoire, historiquement prédominante :



$Tr$  : tarif de référence fixé dans l'offre soumise dans le cadre de la procédure (en €/MWh).

$E_i$  : production d'électricité durant le mois  $i$  sur le marché spot.

$M_{0i}$  : prix du marché de référence en sur le mois  $i$  (en €/MWh).

Dans une configuration de contrat pour différence, le Groupe conclut un contrat de vente d'électricité à long terme (généralement d'une durée de 20 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 vente de l'électricité sur le marché se fait par l'intermédiaire d'un agrégateur, qui s'engage à revendre l'électricité produite par les centrales du Groupe sur le marché en échange d'une rémunération par MWh (fixée actuellement à environ un euro par MWh) pour ses services et en compensation des éventuels risques de marché qu'il supporte. En contrepartie, l'agrégateur paie au Groupe l'électricité qu'il a vendue. La contrepartie au contrat pour différence paie au Groupe la différence entre le tarif de référence et un prix de marché de référence, exprimé en €/MWh sur un mois donné, connu sous le nom de prix «  $M_0$  ».

Si ce prix  $M_0$  dépasse le tarif de référence, le Groupe est alors tenu de payer à la contrepartie la différence, bien que ces situations de « prix négatifs » soient extrêmement rares.

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

- les revenus provenant des ventes d'électricité sur le marché (par l'intermédiaire d'un agrégateur) aux prix de marché ; et
- les revenus provenant des compléments de rémunération payés par la contrepartie correspondant à la différence entre le tarif de référence et le prix de marché de référence (prix  $M_0$ ).

Les contrats pour différence fournissent au Groupe des revenus long terme et prévisibles, en garantissant effectivement un prix plancher pour l'électricité produite par les actifs qu'il exploite, tout en introduisant une exposition du Groupe aux prix de marché court terme.

En plus des contrats de vente d'électricité remportés dans le cadre de procédures d'appels d'offres, le Groupe conclut également des contrats pour différence par le biais de dispositifs à guichet ouvert pour les projets éoliens, en particulier en France. Le dispositif à guichet ouvert oblige l'État à verser un complément de rémunération aux producteurs dont les projets répondent à des critères prédéfinis en termes de coûts, de volumes et d'autres spécifications techniques. Toutefois, le complément de rémunération à guichet ouvert en France n'est actuellement disponible que pour des projets de petite capacité. En conséquence, le Groupe ne vise désormais plus que le développement de projets éoliens à travers ce système, où la capacité maximale du projet éolien pour bénéficier d'un contrat de complément de rémunération versé par l'État est de 18 MW (avec un maximum de six turbines d'une capacité maximale de 3 MW chacune).

## Contrats de vente d'électricité négociés de gré à gré

Le Groupe conclut également des contrats de vente d'électricité privés avec certains acheteurs sophistiqués, tels que des entreprises énergétiques spécialisées ou des entreprises privées ayant des besoins énergétiques spécifiques. Ces contrats portent généralement sur une quantité déterminée d'électricité, à des prix contractuellement définis, livrée directement ou indirectement à la contrepartie. Les quantités d'électricité à livrer dans le cadre de ces contrats de vente d'électricité sont généralement inférieures à celles livrées dans le cadre de procédures d'appel d'offres publics que le Groupe cible habituellement. Ces contrats de vente d'électricité représentent actuellement un pourcentage relativement faible du portefeuille du Groupe en opération ou en construction. Toutefois, le Groupe a pour but d'atteindre un pourcentage accru de contrats de vente d'électricité privés dans les années à venir afin d'augmenter ses revenus, de réduire sa dépendance à l'égard des contrats de vente d'électricité conclus avec des contreparties publiques et d'obtenir une plus grande flexibilité dans l'établissement des structures de prix et des conditions que dans les appels d'offres publics.

### 1.5.6.2 TARIFS D'ACHAT OBLIGATOIRE

Certains contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe dans le cadre d'appels d'offres passés ou à guichet ouvert reposent sur un mécanisme de tarif d'achat obligatoire (à la date du présent document, pour le Groupe, exclusivement en France). Dans les contrats avec tarifs d'achat obligatoire, le Groupe livre de l'électricité directement à un acheteur et reçoit un prix de référence, fixé à l'avance dans le cadre de l'appel d'offres ou par voie réglementaire dans le cadre du dispositif à guichet ouvert, pour toute l'électricité produite par la centrale correspondante et ce, quel que soit le prix du marché. Les contrats avec tarifs d'achat obligatoire ont été utilisés pour encourager les investissements dans les énergies renouvelables alors qu'il était encore relativement coûteux de produire de l'énergie solaire et éolienne.

### 1.5.6.3 VENTES SUR LE MARCHÉ DE GROS ET LE MARCHÉ SPOT ET CONTRATS À COURT TERME

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 qui peuvent être conclus avant et 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 pré-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. Toutefois, les délais de construction relativement courts des installations du Groupe ont tendance à limiter le montant de ces revenus initiaux.
- **Revenus initiaux.** Pour des raisons stratégiques et de calendrier, il arrive que le Groupe démarre la phase de construction d'un projet avant d'avoir sécurisé la conclusion d'un ou plusieurs contrat(s) de vente d'électricité couvrant l'entière production d'un projet. Par conséquent, le Groupe commence parfois la construction du projet et réalise des ventes sur le marché *spot* tout en identifiant les opportunités de contrats de vente d'électricité sur lesquelles la centrale pourra s'appuyer à long terme, ce qui permet d'assurer la rentabilité de la centrale tout en s'assurant qu'elle est prête à saisir les opportunités de conclure des contrats de vente d'électricité lorsqu'elles se présentent. Dans d'autres cas, en particulier dans les pays où les marchés *spot* sont développés, le Groupe planifie le développement de ses projets et de ses appels d'offres de manière à tirer 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. Alternativement, le Groupe peut conclure des contrats de vente d'électricité court terme afin d'obtenir des prix fixes favorables. Cela permet au Groupe d'augmenter la rentabilité du projet tout en ciblant un prix fixe de contrat de vente d'électricité à un niveau optimal.
- **Complément aux revenus tirés des contrats de vente d'électricité.** Dans la mesure où certains contrats de vente d'électricité sont conclus pour une quantité d'électricité donnée, le Groupe construit généralement une centrale solaire ou un parc éolien avec une capacité supplémentaire et utilise des ventes ciblées sur le marché pour compléter ses revenus contractuels.
- **Mobilisation d'une capacité de stockage excédentaire.** Dans une mesure limitée, le Groupe vend sur le marché de manière stratégique l'électricité stockée dans ses installations de stockage lorsque la demande est plus élevée à certains moments de la journée (par exemple, à mi-journée ou en soirée) après avoir acheté l'électricité à des moments où la demande est plus faible (par exemple, la nuit). De plus, certains événements peuvent faire augmenter le prix de l'énergie et fournir des fenêtres d'arbitrage de vente à des prix élevés. Bien qu'elles soient peu fréquentes, ces ventes offrent un moyen de mobiliser de façon productive la capacité de stockage disponible.

## 1.5.7 CAPTURER LA VALEUR FINALE AU-DELÀ DE L'ÉCHÉANCE DES CONTRATS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

### 1.5.7.1 PROPRIÉTÉ FONCIÈRE ET BAUX

Pour une minorité de projets, le Groupe est propriétaire des terrains sur lesquels ses actifs sont situés ou installés (au 31 décembre 2018, 27% des MW en opération sont situés sur des terrains appartenant au Groupe). Lorsqu'il n'est pas propriétaire des terrains, le Groupe bénéficie généralement de baux à long terme qui contiennent souvent des options de prorogation, d'une durée totale (en prenant pour hypothèse que toutes ces options de prorogation des baux sont exercées) pouvant aller jusqu'à 99 ans même si elle est plus généralement de 30-60 ans et qui dépassent la durée des contrats de vente d'électricité initiaux se rapportant aux actifs situés sur ces terrains. La quasi-totalité de ces options de prorogation sont exerçables discrétionnairement par le Groupe. En prenant pour hypothèse que toutes ces options de prorogation des baux sont exercées, la durée moyenne (pondérée par MW) des baux conclus par le Groupe est de 55 ans. À la date du présent document, la propriété et les baux à long terme permettent au Groupe de générer une valeur long terme à partir de ses actifs en lui donnant la flexibilité de les améliorer au fil du temps, de signer de nouveaux contrats de vente d'électricité pour ces actifs après l'expiration des contrats initiaux. Pour plus d'informations sur la propriété foncière et les baux, voir la Section 1.6.2 « Actifs détenus ou occupés par le Groupe » du présent document.

### 1.5.7.2 REMPLACEMENT DES PROJETS (REPOWERING PROJECTS)

Tout au long de la durée de vie d'un actif, la productivité de l'équipement se détériore. Par exemple, les panneaux solaires se dégradent à l'usage avec le temps et leur efficacité à convertir les rayons du soleil en électricité s'érode en conséquence. Au-delà de la gestion active de la maintenance, le Groupe prévoit de mettre à niveau et de remplacer ces équipements au fur et à mesure que les technologies des énergies renouvelables continuent de s'améliorer. Ce processus, encore appelé « *repowering* » des actifs, permet au Groupe de maintenir ou de dépasser les niveaux de productivité antérieurs. Le *repowering* des actifs permet de les réaffecter à des ventes d'électricité rentables aux prix de marché ou à des contrats de vente d'électricité subséquents après l'expiration des contrats existants, en évitant certaines dépenses et le temps nécessaires à la construction d'un nouveau projet.

## 1.6 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

Au 31 décembre 2018, la valeur nette des immobilisations corporelles détenues par le Groupe s'élevait à 1 703 millions d'euros contre 1 249 millions d'euros au 31 décembre 2017. Pour une description des immobilisations corporelles, voir la Note 15 aux États Financiers Consolidés figurant à la Section 4.1 « États financiers de l'exercice clos le 31 décembre 2018 » du présent document.

Les immobilisations corporelles du Groupe sont principalement composées des actifs de production détenus par le Groupe et,

dans une moindre mesure, d'autres immobilisations telles que les terrains acquis par le Groupe pour la construction de ses installations, les coûts de structuration lors de la mise en place des emprunts servant à financer les actifs jusqu'à la mise en service des projets, ou le droit d'utilisation des terrains suite à l'application de la norme IFRS 16 (voir la Note 3.a aux États Financiers Consolidés figurant à la Section 4.1 « États financiers de l'exercice clos le 31 décembre 2018 » du présent document).

### 1.6.1 ACTIFS DE PRODUCTION DU GROUPE

Au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2018, les projets solaires, éoliens, biomasse et de stockage en construction ou en opération constituaient respectivement 99% et 93% des immobilisations corporelles du Groupe. Pour une description des parcs solaires,

éoliens, biomasse et de stockage détenus par le Groupe le lecteur est invité à se reporter à la Section 9.5 « Détail des projets » du présent document.

### 1.6.2 ACTIFS IMMOBILIERS DÉTENUS OU OCCUPÉS PAR LE GROUPE

Les actifs immobiliers détenus par le Groupe correspondent essentiellement aux terrains acquis par le Groupe pour la construction de ses installations. À la date du présent document de référence, le Groupe est propriétaire des sites suivants :

- par l'intermédiaire de la société Providencia Solar SA de CV, plusieurs terrains, d'une valeur d'environ 3,6 millions d'euros au 31 décembre 2018, sur lesquels est situé le parc solaire de Providencia Solar :

- quatre terrains situés à El Pedregal, dans la localité d'El Rosario, dans le département de La Paz, au Salvador, d'une superficie de 87 ha, 1 ha, 79 ha et 20 ha respectivement,
- un terrain situé à Santiago Nonualco, dans la localité d'El Rosario, dans le département de La Paz, au Salvador, d'une superficie de 3 ha ;
- par l'intermédiaire de la société SCI Constantinus, d'un terrain situé sur la commune de Cestas en France, d'une superficie de 260 ha,

d'une valeur de 2,3 millions d'euros au 31 décembre 2018 sur lequel sont situés les parcs solaires de Cestas ;

- par l'intermédiaire de la société Numurkah Solar Farm Pty Ltd, d'un terrain, d'une valeur de 3 millions d'euros au 31 décembre 2018, sur lequel est situé le parc solaire de Numurkah ;
- par l'intermédiaire des sociétés Capella Solar et Jiboa Solar, de terrains d'une superficie totale de 331 hectares, d'une valeur totale de 5,8 millions d'euros au 31 décembre 2018, sur lesquels est situé le parc solaire Capella ;
- par l'intermédiaire de la société Hornsdale Asset Co, d'un terrain situé sur la commune de Hornsdale en Australie, d'une superficie de 11,5 ha, sur lequel sont situés les câbles et les bâtiments servant aux services de maintenance (services O&M) des parcs éoliens de Hornsdale.

Par l'intermédiaire de la société SPV ENR AGS SA de plusieurs terrains situés à El Llano au Mexique d'une superficie totale d'environ 59 hectares et d'une valeur totale d'environ 1,2 million d'euros au 31 décembre 2018.

Lorsqu'il n'est pas propriétaire des terrains sur lesquels les installations sont développées, construites puis exploitées, le Groupe sécurise la disponibilité des sites par la conclusion de promesses de bail puis de baux emphytéotiques ou équivalents avec les propriétaires des terrains, conférant ainsi aux sociétés de projets des droits réels immobiliers de longue durée.

Par ailleurs, dans l'exercice de ses activités, la Société loue des bâtiments administratifs et des bureaux notamment :

- le siège social de la Société, situé au 6 rue Ménars, 75002 Paris, est loué par la Société à la société Exane en vertu d'un contrat de sous-location conclu le 23 mai 2018 avec date d'effet au 15 juin 2018 et d'une durée de trois ans, soit jusqu'au 14 juin 2021 ;
- un bureau secondaire situé 860 rue René Descartes, 13100 Aix-en-Provence, est loué par la Société en vertu d'un bail commercial conclu le 22 janvier 2016 avec date d'effet au 1<sup>er</sup> janvier 2016 et d'une durée de neuf ans, soit jusqu'au 31 décembre 2025.

Sur l'exercice 2018, la Société louait des bureaux auprès de son principal actionnaire, la société Impala SAS ainsi qu'auprès de la société Eiffel Investment Group SAS, société affiliée à Impala SAS. Ces contrats ont tous deux pris fin le 29 août 2018.

Les loyers liés aux différents contrats listés ci-dessus se sont élevés à 331 791 euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et 873 312 euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Enfin, certaines filiales du Groupe occupent des locaux situés à l'étranger, notamment en Australie (Sydney, Canberra et bientôt Melbourne), au Portugal, au Mozambique, en Zambie, en Jamaïque, au Salvador, au Mexique et aux États-Unis. Les loyers liés à ces contrats se sont élevés à environ 332 000 euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (selon les taux de change applicables au 31 mai 2018) et 533 000 euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (selon les taux de change applicables au 20 mars 2019).

## 1.7 CONTRATS IMPORTANTS

À la date du présent document de référence, 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 1.4 « Description des activités de Neoen », à la Section 2.2 « Trésorerie et capitaux propres du Groupe » et à la Section 8.4 « Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés » du présent document de référence.

## 1.8 PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

### 1.8.1 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

L'activité du Groupe consiste à développer et exploiter des centrales de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dont la construction est financée d'une part par une dette sans recours sur d'autres actifs que ceux de la société de projet, ses titres et son compte-courant d'actionnaire ou les actifs des holdings intermédiaires spécifiques aux projets (dans certains cas exceptionnels, une collatéralisation est mise en place au sein d'un groupe de projets pour des raisons d'efficacité de financement), et d'autre part, par recours aux fonds propres. Ce type de montage nécessite de recourir quasiment exclusivement à des fournisseurs reconnus et à des technologies testées. Se référer à la Section 2.2 « Trésorerie et capitaux propres » du présent document pour une présentation de la politique de financement du Groupe.

L'activité du Groupe en matière de Recherche et Développement (R&D) s'articule donc essentiellement autour de partenariats avec des sociétés actives dans le domaine du solaire innovant, dans le domaine du stockage d'énergie ou dans le domaine de la prévision de production. Ces partenariats consistent à :

- sélectionner, sur des technologies innovantes identifiées par le Groupe comme pertinentes pour améliorer la compétitivité de ses centrales solaires, éoliennes, biomasse ou de stockage, des produits et des entreprises bien positionnés sur leur marché ;
- effectuer un travail d'approfondissement de la technologie et des unités de recherche et/ou de fabrication des fournisseurs envisagés.



Pour chaque partenariat, un accord porte sur une approche conjointe sur un ou plusieurs projets donnés mais ne contient pas d'engagements du Groupe au-delà du périmètre défini. À titre d'illustration, un accord a été conclu avec Tesla dans le cadre de la recherche d'une solution de stockage sur le parc éolien de Hornsdale (Hornsdale Power Reserve).

En conséquence, le Groupe ne finance pas de recherche spécifique de R&D, à l'exclusion des frais de développement de ses différents projets solaires, éoliens, biomasse ou de stockage.

Par ailleurs, et même si cela n'est pas directement une activité de R&D, le Groupe a créé son propre *competence center*, composé de

3 personnes qui se consacrent notamment à l'identification et au suivi des nouvelles technologies permettant de réduire le coût de l'énergie produite pour les nouveaux projets, d'améliorer le rendement des projets existants, ou la compétitivité du stockage d'énergie.

Enfin, le Groupe prend en compte l'innovation technologique dans ses développements de projets, notamment lorsqu'elle est un critère d'octroi d'appels d'offres. À titre d'exemple, dans le cadre du projet Hornsdale en Australie, le Groupe a financé pour le compte de la ville de Canberra, la construction d'une centrale de production d'hydrogène en vue de développer des véhicules à hydrogène.

## 1.8.2 PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

### 1.8.2.1 ÉLÉMENTS DE DROITS DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

Les droits de propriété intellectuelle du Groupe se composent principalement des droits sur des signes distinctifs tels que des marques et des noms de domaine, notamment les marques verbales et semi-figuratives « Neoen », et les noms de domaine comportant, notamment, la dénomination « Neoen » tels que **www.neoen.com**, **www.neoen.eu** et **www.neoen.fr**.

Ces droits de propriété intellectuelle détenus par le Groupe sont enregistrés ou en cours d'enregistrement dans les principaux pays où le Groupe exerce son activité, de façon à les protéger de manière adaptée. Ainsi, la marque verbale « Neoen » est enregistrée au sein de l'Union européenne, la Suisse, les États-Unis ainsi qu'en Australie.

### 1.8.2.2 LICENCES

Les sociétés du Groupe sont titulaires de licences nécessaires à l'utilisation des systèmes d'information dans le cadre normal de leurs activités. En dehors des licences précitées, aucun droit de propriété intellectuelle significatif n'a été concédé aux sociétés du Groupe.



# 02

## ACTIVITÉS ET PERSPECTIVES

2.1	RÉSULTATS DE L'EXERCICE		2.3	INFORMATIONS	
	CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	84		SUR LES TENDANCES	
2.1.1	Faits marquants	84		ET LES OBJECTIFS	106
2.1.2	Indicateurs clés de performance	85	2.3.1	Tendances et objectifs	106
2.1.3	Résultats sectoriels	90	2.3.2	Chiffre d'affaires consolidé	
2.1.4	Analyse du compte de résultat	92		du 1 <sup>er</sup> trimestre 2019	107
2.2	TRÉSORERIE ET CAPITAUX		2.4	AUTRES INFORMATIONS	108
	PROPRES	98	2.4.1	Événements postérieurs à la clôture	108
2.2.1	Endettement du Groupe	99	2.4.2	Autres informations relatives	
2.2.2	Situation et Flux de trésorerie	102		à la société mère Neoen S.A.	109
2.2.3	Investissements réalisés		2.4.3	Salariés	115
	par le Groupe	104			

## 2.1 RÉSULTATS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018

### 2.1.1 FAITS MARQUANTS

#### 2.1.1.1 INTRODUCTION EN BOURSE

Le 16 octobre 2018, Neoen a réalisé avec succès son introduction en bourse sur le compartiment A du marché réglementé d'Euronext à Paris. Le prix de l'offre a été fixé à 16,50 euros par action, valorisant le Groupe à un peu plus de 1,4 milliard d'euros. En particulier, cette opération lui a permis de lever 450 millions d'euros grâce à l'émission d'actions nouvelles (sur un total de levée de 697 millions d'euros, option de sur-allocation comprise), montant qui sera entièrement alloué à la poursuite de la croissance du Groupe. Pour rappel, le Groupe vise une capacité en opération et en construction d'au moins 5 GW à horizon 2021.

À noter qu'Impala, l'actionnaire majoritaire et historique du Groupe, a injecté près de 170 millions d'euros dans l'opération de façon à conserver le contrôle du Groupe.

Le 3 décembre 2018, Neoen a confié à Kepler Chevreux la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

#### 2.1.1.2 DÉVELOPPEMENT

Neoen continue son développement à l'international, en se concentrant tout d'abord sur les pays où le Groupe est déjà présent, et sur des pays faisant partie des mêmes *clusters* dans les zones Europe - Afrique, Australie et Amériques, en identifiant des opportunités et en établissant la faisabilité des projets.

Ainsi le portefeuille du Groupe a évolué en volume avec 2 008 MW de nouveaux projets sur la période (net des projets non poursuivis et hors projets *early stage*), dont 19 MW sont imputables à une réévaluation de la capacité des projets en cours de développement.

**En Amériques**, le développement a poursuivi son évolution positive cette année : 556 MW de projets toutes technologies confondues sont entrés au portefeuille. Cela permet à Neoen de conforter la zone Amériques comme son troisième pôle de développement, après l'Australie et l'Europe - Afrique.

**L'Australie** est la région la plus importante en termes de mégawatts sécurisés. Cette progression est révélatrice de la performance du développement de Neoen à l'international. Un certain nombre de projets totalisant 1 100 MW dont 350 MW de stockage et 750 MWh de solaire sont entrés dans le portefeuille du Groupe cette année.

**En Europe - Afrique**, 384 MW de projets sont entrés en portefeuille en France, 113 MW en Finlande et 16 MW en Irlande. Avec 5 projets solaires remportés pour une capacité totale de 66 MW, Neoen a par ailleurs été le premier lauréat de l'appel d'offres gouvernemental bi-technologique français dont les résultats ont été annoncés au mois de novembre : ces projets sont ainsi passés du statut de *tender-ready* à *awarded*.

**Au Mozambique**, fin 2018, Neoen a signé un contrat de concession de 30 ans pour sa centrale solaire de Metoro. Metoro, 41 MWh, est à ce jour la plus grande centrale solaire en cours de développement au Mozambique.

Ces gains sont atténués par des projets non poursuivis pour 160 MW.

#### 2.1.1.3 CONSTRUCTION

**En Australie**, le projet éolien de Bulgana, d'une capacité de 194 MW, a commencé sa phase de construction en mars. À cette capacité éolienne de 194 MW s'ajoute une composante stockage, d'une capacité de 20 MW/34 MWh, composée de batteries lithium-ion fournies par Tesla.

Cette dernière servira à lisser l'alimentation électrique d'une ferme horticole qui doit être construite par la société australienne Nectar Farms. Le reste de l'électricité et les certificats verts seront vendus au gouvernement de l'état de Victoria dans le cadre d'un PPA de 15 ans.

Le projet solaire Numurkah, d'une capacité de 128 MWh, est entré en construction en août.

**En France**, des projets solaires gagnés lors de l'appel d'offres CRE 3 (Lugos, Miremont, Bram, Saint Avit) ainsi que certains des projets gagnés lors de l'appel d'offres CRE 4 (Azur Est, Azur Sud, Cap Découverte 4bis, Corbas, Saint Eloy) sont entrés en construction pour un total de 78 MWh.

Les projets éoliens Auxois Sud II et les Hauts-Chemins, de respectivement 16 MW et 14 MW, sont entrés en construction aux mois de février et d'août 2018.

Après le succès du projet de stockage Hornsdale Power Reserve en Australie, Neoen continue d'être pionnier sur cet axe en développant des opportunités dans les zones sur lesquelles le Groupe opère, notamment en France, où Neoen a lancé en novembre la construction de la plus grande centrale de stockage stationnaire d'électricité, Azur Stockage, d'une capacité de 6 MW pour une capacité de stockage de 6 MWh.

**En Finlande**, le projet éolien Hedet est entré en construction fin 2018 pour une capacité de 81 MW. Pendant 10 ans, Google achètera 100% de l'électricité verte qui sera produite par le parc éolien, détenu à 80,1% par Neoen et à 19,9% par Prokon Finland.

**En Jamaïque**, le projet solaire Paradise Park est entré en construction en juin 2018 pour une capacité de 51 MWh.

**Au Salvador**, le projet Capella Solar est entré en construction en décembre 2018 pour une capacité de 140 MWh. À cette capacité solaire s'ajoute une batterie de 3 MW/1,5 MWh.

#### 2.1.1.4 FINANCEMENT

**En mai 2018**, Neoen, actionnaire majoritaire du projet, a réalisé le *closing* financier de son parc solaire jamaïcain avec Proparco et FMO. Ce projet représente un investissement total de 64 millions de dollars US.

**En juin 2018**, Neoen a démarré une activité de financement participatif des projets remportés lors de l'appel d'offres CRE 4. Comme le prévoit la Commission de régulation de l'énergie (« CRE »), les producteurs faisant appel au financement participatif pour le financement de projets d'énergies renouvelables bénéficient d'un tarif de rachat de l'électricité bonifié. La centrale photovoltaïque Cap Découverte 4 bis a été le premier projet de Neoen à s'être ouvert au financement participatif.

**En octobre 2018**, Neoen a lancé une campagne de financement participatif pour les 2 phases de la centrale de Corbas (Corbas 1 et 3), parc d'ombrières photovoltaïques situé sur les communes de Corbas et de Saint-Priest, près de Lyon, et du projet solaire au sol d'Azur Est, dans la région Nouvelle Aquitaine.



**En novembre 2018**, Neoen a conclu pour 133 millions de dollars US le financement de Capella Solar, parc photovoltaïque de 140 MWc au Salvador, avec FMO, BID Invest et Proparco. Détenu à 100% par Neoen, Capella Solar devrait être mis en service début 2020. Ce montant d'investissement inclut le coût d'une batterie lithium-ion LG Chem de 3 MW/1,5 MWh qui sera installée par la société Nidec.

### 2.1.1.5 OPERATIONS

**En Australie**, dans l'état de New South Wales les trois projets sélectionnés à l'appel d'offres de l'ARENA (Australian Renewable Energy Agency), Parkes, Griffith et Dubbo, sont entrés en opération au premier et deuxième trimestres 2018. Ces trois projets représentent un total de 131 MWc.

La centrale solaire de Coleambally a été mise en service au quatrième trimestre 2018. Forte d'une capacité installée de 189 MWc, Coleambally est détenue à 100% par Neoen et était alors la plus grande centrale solaire jamais mise en opération sur le sol australien.

Au mois de décembre 2018, Neoen a célébré le 1<sup>er</sup> anniversaire d'opération de sa centrale de stockage Hornsdale Power Reserve, révélant des performances de son actif bien supérieures aux attentes. En particulier, l'étude réalisée par l'expert indépendant Aurecon a montré que Hornsdale Power Reserve (HPR) a contribué à générer près de 40 millions de dollars australiens d'économies, en se substituant à des alternatives plus coûteuses et moins réactives pour réguler la fréquence réseau.

## 2.1.2 INDICATEURS CLÉS DE PERFORMANCE

Les comptes consolidés du Groupe ont été établis conformément aux normes IFRS telles qu'adoptées par l'Union européenne.

Le Groupe applique IFRS 9 à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 de façon rétrospective avec un rattrapage cumulatif des impacts sur les capitaux propres à la date d'application et sans retraitement de l'information comparative. En ce qui concerne les modifications de dettes pour lesquelles la norme ne prévoit aucune disposition de transition spécifique, la modification de l'information comparative a

**En France**, les parcs éoliens de Champs d'Amour (9 MW), Pays Chaumontais (14 MW) et Chassepain (20 MW) et la centrale solaire de Lugos (12 MWc) ont été mis en service respectivement aux mois de janvier, avril et juin pour les deux derniers.

Les centrales solaires Lagarde d'Apt (7 MWc), Cap Découverte 4 bis (5 MWc) et Bram (5 MWc) sont entrées en opération durant le second semestre.

**Neoen a augmenté sa base d'actifs en opération de 391 MW atteignant 1 492 MW - contrôlés ou non - au 31 décembre 2018.**

Un actif non contrôlé correspond à un projet dans lequel le Groupe a une participation minoritaire et non contrôlante mais dont il supervise les opérations : les seules centrales concernées sont certaines centrales du parc solaire de Cestas, pour des questions réglementaires, ainsi qu'une centrale au Portugal (Seixal) détenue à 50%.

### 2.1.1.6 ACQUISITION/M&A

Le Groupe a acquis au premier semestre 2018 la société projet Hedet Vindpark. Cette transaction, comptabilisée en immobilisations incorporelles, permet à Neoen d'acquérir des projets en cours de développement. Ils seront amortis linéairement au même rythme que les centrales auxquelles ils sont liés.

Au second semestre 2018, le Groupe a cédé les centrales solaires Melissa et Manosque Ombrière.

En 2018, le Groupe a porté ses participations à 100% dans Field Fare Argentina et Altiplano Solar (Argentine), ainsi que Jiboa Solar et Capella Solar (Salvador).

été appliquée. L'impact du retraitement de la renégociation de dettes pour l'exercice 2017 est présenté en Note 3.a de l'annexe aux comptes consolidés.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 ont fait l'objet d'un audit par les commissaires aux comptes de la Société et sont présentés dans leur intégralité à la Section 4.1. du présent document.



### 2.1.2.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES DU COMPTE DU RÉSULTAT CONSOLIDÉ DU GROUPE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Var	Var (en %)
Ventes d'énergies sous contrat	194,6	119,4	75,1	+63%
Ventes d'énergies sur le marché	27,8	16,2	11,6	+72%
Autres produits	5,3	3,7	1,6	+43%
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>227,6</b>	<b>139,3</b>	<b>88,3</b>	<b>+63%</b>
<b>EBITDA courant<sup>(1)</sup></b>	<b>174,4</b>	<b>102,2</b>	<b>72,2</b>	<b>+71%</b>
<b>Marge d'EBITDA courant</b>	<b>76,6%</b>	<b>73,4%</b>		
<b>Résultat opérationnel courant</b>	<b>109,0</b>	<b>60,7</b>	<b>48,2</b>	<b>+79%</b>
Autres produits et charges opérationnels non courants	(7,3)	(4,0)	(3,3)	+84%
Amortissements et provisions opérationnels non courants	1,5	(3,0)	4,6	N/A
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>103,2</b>	<b>53,7</b>	<b>49,5</b>	<b>+92%</b>
<b>Résultat financier</b>	<b>(73,9)</b>	<b>(36,4)</b>	<b>(37,5)</b>	<b>N/A</b>
<b>Résultat avant impôts</b>	<b>29,3</b>	<b>17,3</b>	<b>11,9</b>	<b>+69%</b>
Impôts sur les résultats	(15,7)	(6,9)	(8,9)	N/A
<b>Résultat net de l'exercice des activités poursuivies</b>	<b>13,5</b>	<b>10,4</b>	<b>3,1</b>	<b>+30%</b>
<b>RÉSULTAT NET DE L'ENSEMBLE CONSOLIDÉ</b>	<b>13,5</b>	<b>10,4</b>	<b>3,1</b>	<b>+30%</b>
Dont résultat net – part du Groupe	12,4	12,5	(0,1)	-1%
Dont résultat net – intérêts minoritaires	1,2	(2,0)	3,2	N/A

(1) La notion d'EBITDA courant correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions opérationnels courants.

### 2.1.2.2 INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES VENTILÉES PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL ET ZONE GÉOGRAPHIQUE

#### Chiffre d'affaires

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Var	Var (en %)
<b>Total Europe – Afrique</b>	<b>89,9</b>	<b>67,9</b>	<b>21,9</b>	<b>+32%</b>
Éolien	29,3	19,1	10,2	+53%
Solaire	39,9	41,2	(1,3)	-3%
Biomasse	20,6	7,6	13,0	N/A
<b>Total Amériques</b>	<b>16,4</b>	<b>12,3</b>	<b>4,1</b>	<b>+33%</b>
Solaire	16,4	12,3	4,1	+33%
<b>Total Australie</b>	<b>121,1</b>	<b>56,6</b>	<b>64,6</b>	<b>N/A</b>
Éolien	79,2	53,5	25,6	+48%
Solaire	24,0	2,5	21,6	N/A
Stockage	17,9	0,6	17,4	N/A
Développement et investissements <sup>(1)</sup>	63,1	48,6	14,5	+30%
Éliminations <sup>(2)</sup>	(62,9)	(46,1)	(16,8)	+36%
<b>TOTAL</b>	<b>227,6</b>	<b>139,3</b>	<b>88,3</b>	<b>+63%</b>

(1) La majeure partie du chiffre d'affaires de ce secteur est réalisée à partir des ventes de services aux autres entités du Groupe et est éliminée en consolidation, à l'exception des montants facturés aux sociétés liées et aux autres entités qui ne sont pas consolidées par intégration globale par le Groupe.

(2) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen S.A. à ses sociétés de projet tant sur le développement que sur la supervision et la gestion administrative des centrales.

**EBITDA courant<sup>(1)</sup>**

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Var	Var (en %)
<b>Total Europe - Afrique</b>	<b>63,9</b>	<b>48,3</b>	<b>15,6</b>	<b>+32%</b>
Éolien	23,0	14,5	8,5	+59%
Solaire	33,8	33,2	0,6	+2%
Biomasse	7,1	0,7	6,4	N/A
En % du chiffre d'affaires	71%	71%		
<b>Total Amériques</b>	<b>11,7</b>	<b>8,4</b>	<b>3,3</b>	<b>+39%</b>
Solaire	11,7	8,4	3,3	+39%
En % du chiffre d'affaires	71%	68%		
<b>Total Australie</b>	<b>115,0</b>	<b>55,7</b>	<b>59,3</b>	<b>+107%</b>
Éolien	68,8	45,1	23,7	+53%
Solaire	32,0	10,2	21,8	N/A
Stockage	14,2	0,4	13,8	N/A
En % du chiffre d'affaires	95%	98%		
Développement et investissements <sup>(2)</sup>	10,9	7,9	3,0	+38%
En % du chiffre d'affaires	17%	16%		
Éliminations <sup>(3)</sup>	(27,1)	(18,1)	(9,0)	+50%
<b>TOTAL</b>	<b>174,4</b>	<b>102,2</b>	<b>72,2</b>	<b>+71%</b>

(1) La notion d'EBITDA courant correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions opérationnels courants.

(2) La majeure partie du chiffre d'affaires de ce secteur est réalisée à partir des ventes de services aux autres entités du Groupe et est éliminée en consolidation, à l'exception des montants facturés aux sociétés liées et aux autres entités qui ne sont pas consolidées par intégration globale par le Groupe.

(3) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen S.A. à ses sociétés de projet tant sur le développement que sur la supervision et la gestion administrative des centrales.

**2.1.2.3 INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES DU BILAN CONSOLIDÉ DU GROUPE**

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Var	Var (en %)
<b>Total des actifs non courants</b>	<b>1 982,0</b>	<b>1 472,0</b>	<b>509,9</b>	<b>+35%</b>
Dont immobilisations incorporelles	121,7	105,0	16,6	+16%
Dont immobilisations corporelles	1 702,7	1 249,2	453,5	+36%
<b>Total des actifs courants</b>	<b>586,9</b>	<b>337,0</b>	<b>249,9</b>	<b>+74%</b>
Dont trésorerie et équivalents de trésorerie	503,8	260,0	243,8	+94%
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>2 568,9</b>	<b>1 809,0</b>	<b>759,9</b>	<b>+42%</b>
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>655,3</b>	<b>177,5</b>	<b>477,7</b>	<b>+269%</b>
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>1 607,3</b>	<b>1 260,7</b>	<b>346,6</b>	<b>+27%</b>
Dont financements des projets – non courant	1 511,8	1 200,9	310,9	+26%
Dont financements corporate – non courant	13,9	15,3	(1,4)	-9%
Dont instruments financiers dérivés non courants	33,3	17,5	15,8	+90%
Dont impôts différés passifs	37,8	21,2	16,6	+78%
<b>Total des passifs courants</b>	<b>306,3</b>	<b>370,8</b>	<b>(64,5)</b>	<b>-17%</b>
Dont financements de projets – courant	122,5	95,0	27,6	+29%
Dont financements corporate – courant	2,2	63,2	(60,9)	-96%
Dont instruments financiers dérivés courants	7,1	7,4	(0,3)	-4%
Dont fournisseurs et comptes rattachés	136,5	157,4	(20,8)	-13%
Dont autres passifs courants	37,9	47,9	(10,0)	-21%
<b>TOTAL DU PASSIF</b>	<b>2 568,9</b>	<b>1 809,0</b>	<b>759,9</b>	<b>+42%</b>

## 2.1.2.4 INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES DU TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ DU GROUPE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Var	Var (en %)
Flux nets de trésorerie liés aux activités opérationnelles	156,5	75,4	81,1	+108%
Flux nets de trésorerie liés aux activités d'investissement	(532,1)	(483,2)	(48,9)	+10%
Flux nets de trésorerie liés aux activités de financement	624,8	573,9	50,9	+9%
Incidence de la variation des taux de change	(5,1)	(5,0)	(0,0)	+0%
<b>VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE</b>	<b>244,1</b>	<b>161,0</b>	<b>83,1</b>	<b>+52%</b>

Le Groupe présente, en complément des mesures IFRS, plusieurs indicateurs supplémentaires dont notamment (i) l'EBITDA courant, (ii) la dette nette et (iii) 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

Les tableaux ci-après présentent ces indicateurs pour les périodes indiquées ainsi que leurs calculs.

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 de Neoen et de la trésorerie et équivalents de trésorerie tels que présentés selon les normes IFRS.

### Réconciliation de l'EBITDA

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Var	Var (en %)
<b>Résultat opérationnel courant</b>	<b>109,0</b>	<b>60,7</b>	<b>48,2</b>	<b>+79%</b>
Amortissements et provisions opérationnels courants	(65,4)	(41,5)	(23,9)	+57%
<b>EBITDA COURANT<sup>(1)</sup></b>	<b>174,4</b>	<b>102,2</b>	<b>72,2</b>	<b>+71%</b>

(1) Se référer à la Section 2.1 « Résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2018 » du présent document pour une discussion de l'EBITDA courant, ainsi qu'une présentation et un calcul de l'EBITDA courant sectoriel.

### Dette nette

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
<b>Total dettes financières<sup>(1)</sup></b>	<b>1 690,8</b>	<b>1 399,2</b>
Investisseurs minoritaires et autres <sup>(2)</sup>	(45,4)	(90,4)
<b>Total dettes financières ajustées</b>	<b>1 645,4</b>	<b>1 308,8</b>
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(503,8)	(260,0)
Dépôts de garantie <sup>(3)</sup>	(97,8)	(66,8)
Instruments dérivés actifs – effets des couvertures <sup>(4)</sup>	(5,8)	(6,1)
Autres créances <sup>(5)</sup>	0,0	(4,9)
<b>TOTAL DETTE NETTE</b>	<b>1 037,9</b>	<b>970,9</b>

(1) Les dettes locatives sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA courant qui n'inclut pas les charges de loyers (application IFRS 16).

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

Se reporter à la Section 2.2.1.8 « Investisseurs minoritaires et autres » du présent document.

(3) Comprend principalement des dépôts liés aux comptes de réserve des financements bancaires sur les actifs de production.

(4) Instruments dérivés de couverture de risque de taux ayant une valeur de marché positive. Les instruments de couverture de risque taux dont la valeur de marché est négative figure dans le total dettes financières.

(5) Au 31 décembre 2017, les autres créances comprenaient des montants tirés au titre des financements de projets et mis à disposition des sociétés de projets mais sous séquestre en attendant la présentation des factures associées sur la société Biomasse Energy Commentry.

### 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 courant (calculé sur la période des 12 derniers mois).

	31/12/2018	31/12/2017
Ratio de levier	6,0x	9,5x

## 2.1.2.5 INFORMATIONS SUR LES PRINCIPALES DONNÉES OPÉRATIONNELLES

	31/12/2018
<b>Nombre de MW en opération<sup>(1)</sup></b>	<b>1 492</b>
Europe - Afrique	639
Amériques	101
Australie	753
<b>Nombre de MW en construction<sup>(1)</sup></b>	<b>764</b>
Europe - Afrique	227
Amériques	195
Australie	342
<b>Nombre de MW des projets awarded<sup>(1)</sup></b>	<b>899</b>
Europe - Afrique	316
Amériques	583
Australie	0
<b>NOMBRE TOTAL DES MW SECURED PORTFOLIO</b>	<b>3 156</b>
<b>Nombre de MW des projets tender-ready et advanced development<sup>(1)</sup></b>	
Europe - Afrique	1 244
Amériques	1 613
Australie	1 668
<b>NOMBRE TOTAL DES MW ADVANCED PIPELINE</b>	<b>4 525</b>

(1) Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la Section 1.5.4.4 « Classification des projets » du présent document.

### Nombre de MW des projets en phase *early stage* ≥ 4 GW

<b>Durée résiduelle des contrats de vente d'électricité – photovoltaïque (années) (pondéré par MWc)</b>	
Europe - Afrique	16,0
Amériques	15,9
Australie	13,9
<b>Durée résiduelle</b>	<b>15,3</b>
<b>Durée résiduelle des contrats de vente d'électricité – éolien (années) (pondéré par MW)</b>	
Europe - Afrique	14,1
Amériques	N/A
Australie	18,0
<b>Durée résiduelle</b>	<b>16,4</b>
<b>Disponibilité moyenne des installations en opération – photovoltaïque (en %)</b>	
Europe - Afrique	99,0%
Amériques	99,2%
Australie	98,7%
<b>Disponibilité moyenne des installations en opération – éolien (en %)</b>	
Europe - Afrique	98,7%
Amériques	N/A
Australie	99,1%

## 2.1.3 RÉSULTATS SECTORIELS

## Chiffre d'affaires

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Var
<b>Total Europe – Afrique</b>	<b>89,9</b>	<b>67,9</b>	<b>21,9</b>
Éolien	29,3	19,1	10,2
Solaire	39,9	41,2	(1,3)
Biomasse	20,6	7,6	13,0
<b>Total Amériques</b>	<b>16,4</b>	<b>12,3</b>	<b>4,1</b>
Solaire	16,4	12,3	4,1
<b>Total Australie</b>	<b>121,1</b>	<b>56,6</b>	<b>64,6</b>
Éolien	79,2	53,5	25,6
Solaire	24,0	2,5	21,6
Stockage	17,9	0,6	17,4
Développement et investissements	63,1	48,6	14,5
Éliminations <sup>(1)</sup>	(62,9)	(46,1)	(16,8)
<b>TOTAL</b>	<b>227,6</b>	<b>139,3</b>	<b>88,3</b>

(1) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen S.A. à ses sociétés de projet tant sur le développement que sur la supervision et la gestion administrative des centrales.

## EBITDA courant

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Var
<b>Total Europe – Afrique</b>	<b>63,9</b>	<b>48,3</b>	<b>15,6</b>
Éolien	23,0	14,5	8,5
Solaire	33,8	33,2	0,6
Biomasse	7,1	0,7	6,4
En % du chiffre d'affaires	71%	71%	
<b>Total Amériques</b>	<b>11,7</b>	<b>8,4</b>	<b>3,3</b>
Solaire	11,7	8,4	3,3
En % du chiffre d'affaires	71%	68%	
<b>Total Australie</b>	<b>115,0</b>	<b>55,7</b>	<b>59,3</b>
Éolien	68,8	45,1	23,7
Solaire	32,0	10,2	21,8
Stockage	14,2	0,4	13,8
En % du chiffre d'affaires	95%	98%	
Développement et investissements	10,9	7,9	3,0
Éliminations <sup>(1)</sup>	(27,1)	(18,1)	(9,0)
<b>TOTAL</b>	<b>174,4</b>	<b>102,2</b>	<b>72,2</b>

(1) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen S.A. à ses sociétés de projet tant sur le développement que sur la supervision et la gestion administrative des centrales.



### 2.1.3.1 EUROPE - AFRIQUE

#### Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de la zone Europe - Afrique s'établit à 89,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 67,9 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de 21,9 millions d'euros *i.e.* 32% qui est due à :

- la hausse du chiffre d'affaires éolien de +10,2 millions d'euros essentiellement imputable à la hausse de la production résultant des installations entrées en service en 2018 (Champs d'Amour, Pays Chaumontais et Chassepain) ainsi que par l'effet d'une année complète d'opération en 2018 des installations Vallée de Grillons et l'Osière, mises en service courant 2017 ;
- la hausse du chiffre d'affaires généré par la production d'énergie biomasse de +13 millions d'euros, résultant du fonctionnement de la centrale Commentry sur tout l'exercice 2018 ;
- le recul du chiffre d'affaires généré par la production d'énergie solaire de -1,3 million d'euros principalement dû à des ressources solaires plus faibles en 2018. Cet effet est partiellement compensé par les mises en service 2018 (Lugos et Lagarde d'Apt).

### 2.1.3.2 AMÉRIQUES

#### Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de la zone Amériques s'établit à 16,4 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 12,3 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de +4,1 millions d'euros, liée aux ventes d'énergie solaire résultant de l'opération du parc solaire Providencia au Salvador en année pleine.

### 2.1.3.3 AUSTRALIE

#### Chiffre d'affaires

En 2018, la croissance du chiffre d'affaires en Australie est de +64,6 millions d'euros. Cette performance est tirée par la croissance des ventes d'énergies (+47,2 millions d'euros) résultant de :

- l'opération de certaines centrales en année pleine, dont les parcs éoliens Hornsdale 3 et Hornsdale 2 ;
- les mises en service des centrales solaires Parkes, Griffith, Dubbo et Coleambally ;
- l'amélioration de la production énergétique du parc solaire de DeGrussa en 2018 qui avait été affectée par une mise hors tension en 2017 ;
- le déploiement de l'activité stockage (+17,4 millions d'euros) résultant de la mise en service de la batterie Hornsdale Power Reserve en décembre 2017.

#### EBITDA courant

L'EBITDA courant de la zone Europe - Afrique s'établit à 63,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 48,3 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de +15,6 millions d'euros qui résulte de :

- la hausse de l'EBITDA courant éolien de +8,5 millions imputable aux installations mises en services et exploitées sur une année pleine ;
- la hausse de l'EBITDA courant du secteur biomasse de +6,4 millions d'euros, générant un EBITDA de 7,1 millions d'euros au 31 décembre 2018 et imputable à la centrale Commentry.

Au 31 décembre 2018, la marge d'EBITDA courant générée par la zone Europe-Afrique est stable et s'établit à 71% du chiffre d'affaires de cette zone.

#### EBITDA courant

L'EBITDA courant de la zone Amériques s'établit à 11,7 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 8,4 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de +3,3 millions d'euros, imputable à l'opération en année pleine du parc solaire Providencia.

Au 31 décembre 2018, l'EBITDA courant généré par les Amériques s'établit à 71% du chiffre d'affaires de cette zone, contre 68% au 31 décembre 2017.

#### EBITDA courant

L'EBITDA courant de l'Australie s'établit à 115 millions d'euros au 31 décembre 2018, en hausse de +59,3 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2017.

Les principales causes sont :

- l'augmentation de la production des installations Hornsdale 2 et 3 du fait de leur opération en année pleine ;
- la mise en service des installations Parkes, Griffith, Dubbo et Coleambally ainsi que les indemnités compensant la perte de chiffre d'affaires liée aux retards de leur mise en service pour un montant de 7,1 millions d'euros ;
- l'entrée en service de l'installation de stockage Hornsdale Power Reserve (y compris l'impact de la baisse des charges pour des services de régulation de fréquence du Groupe en raison de la baisse des prix de marché pour des services de régulation de fréquence résultant notamment de son entrée en opération).

Au 31 décembre 2018, l'EBITDA courant généré par l'Australie s'établit à 95% du chiffre d'affaires généré par cette zone, contre 98% au 31 décembre 2017. Ces marges 2017 et 2018 sont notamment impactées positivement par les indemnités reçues qui ne sont pas comptabilisées en revenu, et par la part de ventes sur le marché ou sur des PPA courts termes à des prix plus élevés que les PPA longs termes.

### 2.1.3.4 DÉVELOPPEMENT ET INVESTISSEMENTS

#### Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est en hausse de +14,5 millions d'euros entre 2017 et 2018. Cela traduit la croissance toujours soutenue de l'activité développement et de construction par rapport à l'exercice précédent.

### 2.1.4 ANALYSE DU COMPTE DE RÉSULTAT

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2018 et 2017 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBITDA courant : un premier portant sur le Groupe, puis un second portant sur les différents segments (Europe - Afrique, Amériques et Australie, au titre des activités : éolienne, solaire, stockage et biomasse ; et Développement et investissements au titre des activités centrales). Le résultat opérationnel et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

#### 2.1.4.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

##### (i) Structure du chiffre d'affaires du Groupe

Au 31 décembre 2018, les ventes d'énergie sous contrat représentent 85% du chiffre d'affaires contre 86% au 31 décembre 2017, stable sur la période, et permettant au Groupe de bénéficier d'une visibilité significative sur son chiffre d'affaires, compte tenu de la durée résiduelle moyenne des contrats d'environ 15,6 ans.

Par opportunité, le Groupe réalise également des ventes d'énergie sur le marché. Elles représentent 12% du chiffre d'affaires au 31 décembre 2018, au même niveau que 2017.

Par ailleurs, au cours de la période, le Groupe a renforcé ses activités au titre de la technologie de stockage, devenue au 31 décembre 2018 une activité séparée pour ce qui concerne les batteries indépendantes, c'est-à-dire directement connectées aux réseaux, représentant 8% du chiffre d'affaires.

Enfin, dans une moindre mesure, le Groupe fournit aux sociétés de projets des services de développement de projets et d'autres services, comme la supervision et la gestion administrative.

Le Groupe est présent sur trois zones géographiques (*clusters*) : Europe - Afrique, Amériques et Australie.

##### Chiffre d'affaires de production d'énergie

Le chiffre d'affaires de production d'énergie est fonction du volume d'électricité produite et des prix de vente moyens par MWh vendu.

#### EBITDA courant

L'EBITDA courant est en hausse de 3 millions d'euros, ce qui traduit une poursuite de la croissance des activités. Au 31 décembre 2018, l'EBITDA courant de l'activité Développement et investissements représente 17% du chiffre d'affaires généré par cette activité, contre 16% au 31 décembre 2017.

En 2018, compte tenu de ses enjeux stratégiques, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte certaines activités de stockage, précédemment incluses dans les activités « solaire » et « éolien ». Les secteurs d'activité retenus par le Groupe sont détaillés dans les Notes 3.w et 5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice 2018.

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 à la Section 3.1.3.2 « Risques de change » du présent document.

#### Facteurs clés ayant une incidence sur le chiffre d'affaires de production d'énergie

- **Demande d'énergie renouvelable.** La demande mondiale en matière d'énergie renouvelable a connu une forte croissance au cours de la dernière décennie, stimulée par des politiques publiques favorisant l'énergie propre et des réductions de coûts qui la rendent plus compétitive.
- **Prix de vente de l'électricité et structure des contrats.** Le Groupe réalise son chiffre d'affaires en vendant l'électricité produite par ses installations par MWh. Le prix moyen par MWh évolue en fonction des ventes réalisées sous contrat et sur le marché, le mix technologique et le mix géographique (présentés précédemment). Le prix moyen par MWh que le Groupe réalise au cours d'une période donnée est affecté par un certain nombre de facteurs, notamment :
  - *l'électricité vendue en vertu de tarifs d'achat obligatoire (TAO), contrats de vente d'électricité long terme ou contrats pour différence (contracts for difference) attribués à la suite d'une procédure d'appel d'offres, ou encore contrats de vente d'électricité court terme,*
  - *les « Revenus de marché » liés à la vente d'électricité aux prix de marché de gros (marché spot).*

Au 31 décembre 2018, les revenus de marché du Groupe (c'est-à-dire les revenus générés sur le marché *spot*) ne représentent qu'une faible partie de son chiffre d'affaires de production d'énergie total. L'objectif du Groupe est que les revenus de marché ne dépassent pas 20% de son chiffre d'affaires total de production d'énergie. Se référer à la Section 3.1.1 « Risques relatifs aux activités du Groupe » du présent document.

Le tableau ci-dessous présente les revenus de marché du Groupe et le pourcentage qu'ils représentent sur le total du chiffre d'affaires sur les périodes indiquées.

Revenus de marché (en millions d'euros)	Exercice clos le 31 décembre	
	2018	2017
<b>TOTAL</b>	<b>27,8</b>	<b>16,2</b>
% du chiffre d'affaires total du Groupe	12,2%	11,6%

Le montant des revenus générés par les ventes sur le marché de gros de l'électricité (marché *spot*) dépend des MWh vendus et des prix moyens appliqués. Les prix du marché de gros peuvent varier

considérablement en fonction du moment de la journée, du prix et du niveau des autres sources de production disponibles et d'autres facteurs qui influent sur l'offre et la demande sur le marché de gros.

### Facteurs affectant le volume d'électricité vendue par le Groupe

Le tableau suivant présente le volume d'électricité vendue par les installations de production du Groupe.

Électricité vendue (en GWh)	Au 31 décembre	
	2018	2017
Solaire	740	390
Éolienne	1 423	930
Biomasse <sup>(1)</sup>	95	39
<b>TOTAL</b>	<b>2 258</b>	<b>1 359</b>

(1) Production d'électricité uniquement. L'augmentation est due au fonctionnement de la centrale biomasse de Commentry sur toute la durée de l'exercice 2018.

Les principaux facteurs affectant le volume d'électricité produit par le Groupe au cours d'une période donnée comprennent l'augmentation de la capacité de production, la variabilité des ressources et les facteurs affectant l'opération des projets tels que la disponibilité et la performance des installations de production.

- **Augmentation de la capacité de production.** La capacité nominale totale des installations du Groupe en opération est passée de 1 101 MW à fin 2017 à 1 492 MW à fin 2018. La mise en service de nouvelles installations permet au Groupe d'augmenter son chiffre d'affaires de production d'énergie.

Le tableau suivant présente la capacité de production d'énergie pour les installations du Groupe en opération ou en construction :

Installations de production en opération ou en construction (en MW et MWc) <sup>(1)</sup>	Au 31 décembre	
	2018	2017
<b>Solaire<sup>(2)</sup></b>	<b>1 312</b>	<b>916</b>
<i>Dont en opération</i>	883	535
<b>Éolienne</b>	<b>794</b>	<b>488</b>
<i>Dont en opération</i>	489	445
<b>Biomasse</b>	<b>15</b>	<b>15</b>
<i>Dont en opération</i>	15	15
<b>Stockage</b>	<b>135</b>	<b>106</b>
<i>Dont en opération</i>	106	106
<b>TOTAL</b>	<b>2 256</b>	<b>1 525</b>
<i>Dont en opération</i>	1 492	1 101

(1) Ces chiffres comprennent Seixal (9 MWc) et certaines entités du projet Cestas (228 MWc) qui sont consolidées par mise en équivalence.

(2) Les données sont exprimées en MWc.

• **Variabilité des ressources solaires et éoliennes.** Même si la capacité nominale des projets en opération du Groupe constitue un indicateur important de sa production potentielle d'électricité, la production effective d'électricité dépend en grande partie de la disponibilité des ressources solaires ou éoliennes que les installations du Groupe sont destinées à exploiter. Bien que le Groupe planifie ses projets en fonction des tendances historiques en termes d'ensoleillement et de ressources en vent, la quantité réelle de vent ou d'ensoleillement sur un site particulier peut varier (en particulier pour le vent) et peut ne pas atteindre le niveau de ressources escompté. Les ressources solaires et éoliennes disponibles sont également sujettes à des variations saisonnières. Par exemple, les installations photovoltaïques du Groupe ont tendance à produire moins d'électricité en hiver compte tenu d'un ensoleillement réduit. Les variations du niveau de vent ou d'irradiation d'une période à l'autre peuvent avoir un impact significatif sur la quantité d'électricité produite par une installation de production donnée. Toutefois, la dispersion géographique des installations de production du Groupe et l'utilisation de différentes technologies (éoliennes, solaires et biomasse dans une plus faible mesure) réduisent généralement l'impact d'un manque de ressources affectant des projets particuliers sur le portefeuille global.

En développant sa capacité de production, le Groupe bénéficie d'améliorations technologiques qui lui permettent de mieux exploiter les ressources solaires et éoliennes disponibles. Les progrès de la technologie photovoltaïque ont entraîné une amélioration de la performance des installations, leur permettant de générer plus d'électricité à partir d'une même quantité d'ensoleillement. De la même façon, les nouvelles dimensions et les nouveaux modèles d'éoliennes ont engendré une augmentation de la quantité moyenne d'électricité produite par les parcs éoliens, leur permettant de produire de l'électricité à des vitesses de vent plus faibles.

Le tableau suivant présente la disponibilité des installations de production du Groupe pour les périodes indiquées.

Disponibilité (en %)	2018	2017
Solaire	98,9%	98,9% <sup>(1)</sup>
Éolienne	99%	97,2% <sup>(2)</sup>
Stockage	100% <sup>(3)</sup>	-
Biomasse	92,2% <sup>(4)</sup>	66%

(1) Excluant, au premier trimestre 2017, le délai de remise en marche de la centrale DeGrussa à la suite d'une réparation, lié à la nécessité d'obtenir l'acceptation de l'acheteur d'énergie.

(2) Excluant une coupure imprévue nécessaire au remplacement d'une lame touchée par la foudre sur le parc de l'Osière.

(3) Nouvelle activité indépendante du Groupe à compter de 2018.

(4) Fonctionnement amélioré de la centrale biomasse de Commentry sur toute la durée de l'exercice 2018.

• **Écrêtage.** Pendant les périodes d'écrêtage, il est possible que le Groupe ne soit pas en mesure d'injecter dans le réseau la totalité de l'énergie qu'il produit. Les pratiques d'écrêtage varient d'un système à l'autre et permettent au gestionnaire du réseau de limiter l'énergie injectée dans le système par un producteur donné afin de gérer l'engorgement, assurer la sécurité et la fiabilité du réseau et régir l'ordre de répartition lorsque la production d'électricité disponible excède la demande prévue. En Australie par exemple, cela représente un impact sur la production en moyenne de 1,3% pour le solaire et 5% pour l'éolien. Pour rappel, les périodes d'écrêtage sont également les situations où l'activité de la batterie HPR est plus profitable, ce qui permet de compenser en partie les pertes de revenus.

• **Opération du projet.** Le volume d'électricité produit par le Groupe dépend également de la disponibilité et de la performance de chacune de ses installations de production.

• **Disponibilité.** La disponibilité d'une installation de production se définit comme le ratio entre l'énergie effectivement produite par une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse au cours d'une période donnée et l'énergie qui pourrait théoriquement être produite au cours de la même période par la même installation. La disponibilité d'une installation de production est principalement affectée par le temps d'arrêt nécessaire à la maintenance, programmée ou non. Le volume d'électricité généré est impacté de façon négative lorsque les installations subissent des temps d'arrêts liés à la maintenance, programmée ou non, aux défaillances d'équipement, aux perturbations météorologiques et à d'autres événements similaires.

La disponibilité est également influencée par la nature de la technologie de production utilisée. Les installations photovoltaïques nécessitent généralement peu de temps d'arrêt pour l'entretien et peuvent le plus souvent continuer à produire de l'électricité pendant la maintenance. En revanche, la maintenance effectuée sur les installations éoliennes ou de biomasse nécessite généralement l'arrêt des turbines. Afin de minimiser le temps nécessaire à la maintenance, le Groupe s'efforce d'utiliser des équipements fiables et éprouvés issus de fournisseurs réputés disposant d'un service à la clientèle réactif. Le Groupe prend également des dispositions afin de planifier la maintenance pendant les périodes où l'impact sur la production est moindre. Par exemple, les prestataires d'opération et maintenance (prestataires O&M) du Groupe surveillent activement les prévisions de vent dans le but de planifier la maintenance des installations éoliennes pendant les périodes où le vent est le plus faible.

## Autres produits

La plupart des projets de production d'électricité du Groupe sont contrôlés et consolidés par intégration globale dans ses comptes et par conséquent, les produits de développement et autres services facturés par les sociétés du Groupe aux sociétés de projets sont éliminés en consolidation. Cependant, certains projets du Groupe, dont Seixal et une partie du projet solaire de Cestas, sont mis en équivalence car la participation détenue par le Groupe (entre 20% et 50%) et la gouvernance ne permettent pas de justifier du contrôle des projets. Dans le cadre de ces projets, le Groupe perçoit, de façon récurrente, des produits liés à la supervision et la gestion administrative.

## (ii) Évolution du chiffre d'affaires consolidé

(en millions d'euros)	31/12/2018	Effet des variations de taux de change	31/12/2018 (tcc)		31/12/2017		Variations (tcc)	
			31/12/2018 (tcc)	31/12/2017	Var (tcc)	Var (en %) (tcc)	Var	Var (en %)
<b>Ventes d'énergies sous contrat</b>	<b>194,6</b>	<b>(7,2)</b>	<b>201,8</b>	<b>119,4</b>	<b>82,3</b>	<b>+68,9%</b>	<b>75,1</b>	<b>+62,9%</b>
Part du chiffre d'affaires consolidé en %	85,5%		85,1%	85,7%				
<b>Ventes d'énergies sur le marché</b>	<b>27,8</b>	<b>(2,0)</b>	<b>29,8</b>	<b>16,2</b>	<b>13,7</b>	<b>+84,4%</b>	<b>11,6</b>	<b>+72,0%</b>
Part du chiffre d'affaires consolidé en %	12,2%		12,6%	11,6%				
<b>Autres produits</b>	<b>5,3</b>	<b>(0,3)</b>	<b>5,5</b>	<b>3,7</b>	<b>1,8</b>	<b>+49,6%</b>	<b>1,6</b>	<b>+42,5%</b>
Part du chiffre d'affaires consolidé en %	2,3%		2,3%	2,6%				
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>227,6</b>	<b>(9,5)</b>	<b>237,1</b>	<b>139,3</b>	<b>+97,8</b>	<b>+70,2%</b>	<b>88,3</b>	<b>+63,4%</b>

### Chiffre d'affaires de production d'énergie

La référence aux variations du chiffre d'affaires à changes constants ou taux de change constants (tcc), signifie que l'impact des variations de taux de change a été exclu. Ce dernier est éliminé en recalculant les ventes de l'exercice considéré sur la base des taux de change utilisés pour l'exercice précédent.

Le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 227,6 millions d'euros (237,1 millions d'euros tcc) au 31 décembre 2018 contre 139,3 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une progression de +97,8 millions d'euros (tcc) c'est-à-dire +70,2%, réalisée de façon purement organique et reflétant :

- la production en année pleine durant la période des actifs mis en service durant l'exercice 2017 pour +58,9 millions d'euros ; en particulier, les parcs éoliens australiens Hornsdale 3 (112 MW et +23,8 millions d'euros), Hornsdale 2 (102 MW et +7,4 millions d'euros), Hornsdale Power Reserve (100 MW et +18,7 millions d'euros) et dans une moindre mesure le parc solaire Providencia au Salvador (101 Mwc et +4,8 millions d'euros) ;
- les mises en service de nouvelles installations de production en 2018 pour +28,4 millions d'euros, dont principalement Coleambally (189 Mwc et +10,0 millions d'euros), Parkes (66 Mwc et +5,6 millions d'euros), Dubbo (29 Mwc et +3,2 millions d'euros) et Griffith (36 Mwc et +3,1 millions d'euros) ;
- le fonctionnement de la centrale biomasse Commentry générant une hausse de la production d'énergie biomasse de 15 MW et un impact positif sur le chiffre d'affaires de la période de +13,0 millions d'euros.

Ces évolutions favorables sont partiellement compensées par :

- l'effet prix résultant de la baisse du tarif moyen de l'énergie produite par la centrale Hornsdale 1 suite à son passage sous contrat long terme courant 2017 pour -1,9 million d'euros. Le tarif moyen s'élève à 94 AUD/MW en 2018 contre 101 AUD/MW en 2017 ;
- la dépréciation du dollar australien.

Par opportunité, certaines centrales opèrent sur le marché préalablement à la signature d'un contrat de vente d'énergie long terme. C'est le cas de Coleambally et Dubbo, deux nouvelles centrales mises en service au cours de la période, dont les ventes d'énergie sur le marché ont augmenté (le lecteur est invité à se reporter à l'analyse faite précédemment).

Cet effet est partiellement compensé par les ventes liées à la production des centrales Hornsdale 3 (10,9 millions d'euros de chiffre d'affaires 2017) et Hornsdale 1 (4,6 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2017), passées sous contrat en 2018.

### Autres produits

En 2018, les ventes de service comprennent essentiellement la facturation au gouvernement australien de la mise à disposition d'une partie des capacités de stockage de la centrale Hornsdale Power Reserve, pour 2,7 millions d'euros ainsi que des prestations de services et de loyers facturés à des entités hors Groupe.

## 2.1.4.2 DU CHIFFRE D'AFFAIRES AU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

	31/12/2018		31/12/2017		Var	Var (en %)
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires		
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>227,6</b>		<b>139,3</b>			
Achats de marchandises et variation de stocks	(9,3)	4,1%	(4,3)	3,1%	(4,9)	+113,9%
Charges externes et de personnel	(49,8)	21,9%	(38,5)	27,6%	(11,4)	+29,6%
Impôts, taxes et versements assimilés	(4,9)	2,1%	(3,5)	2,5%	(1,4)	+39,1%
Quote-part du résultat des entreprises associées	0,8	0,3%	0,4	0,3%	0,3	+80,5%
Autres produits et charges opérationnels courants	10,0	4,4%	8,7	6,2%	1,3	+14,4%
Amortissements et provisions opérationnels courants	(65,4)	28,7%	(41,5)	29,8%	(24,0)	+57,8%
<b>Résultat opérationnel courant</b>	<b>109,0</b>	<b>47,9%</b>	<b>60,7</b>	<b>43,5%</b>	<b>48,2</b>	<b>+79,5%</b>
Impact des variations de taux de change	(5,2)	2,3%				
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT À CHANGES CONSTANTS</b>	<b>114,1</b>	<b>50,1%</b>				



Le résultat opérationnel courant s'élève à 109 millions d'euros au 31 décembre 2018 (114,1 millions d'euros tcc), contre 60,7 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de +48,2 millions *i.e.* +79,5% (+84,4% tcc).

En pourcentage du chiffre d'affaires, le résultat opérationnel courant a augmenté, passant de 43,6% du chiffre d'affaires en 2017 à 47,9% en 2018, les charges d'exploitation ayant moins augmenté que le chiffre d'affaires.

### Achats de marchandises et variation de stocks

Les achats de marchandises et la variation des stocks ont augmenté de +4,9 millions d'euros, pour atteindre 9,3 millions d'euros en 2018. L'augmentation trouve essentiellement sa source dans la hausse des achats pour la centrale biomasse de Commeny, reflétant le fonctionnement de l'installation sur toute la durée de l'exercice 2018.

### Charges externes

Les charges externes s'élèvent à 39,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 32,2 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de +7,8 millions d'euros *i.e.* +23,9%, essentiellement due à l'augmentation des coûts d'entretien et de réparation résultant notamment de la hausse du nombre de projets en opération et des mises en services réalisées sur la période pour respectivement +7,7 millions d'euros et +2,4 millions d'euros.

Cet effet est partiellement compensé par le reclassement des charges locatives en charges d'intérêt et en charge d'amortissement du droit d'utilisation suite à l'application de la norme IFRS 16 pour -4,2 millions d'euros (se référer aux Notes 3 et 7 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

### Charges de personnel

Les salaires et charges du Groupe sont principalement fonction du nombre moyen d'employés et du niveau moyen des salaires. En outre, la part des charges de personnel affectées au développement de projet (à l'exception de la prospection) et à la construction est capitalisée (se référer à la Note 7 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

Au 31 décembre 2018, les charges de personnel s'élèvent à 9,8 millions d'euros contre 6,3 millions au 31 décembre 2017, soit une augmentation de 3,6 millions d'euros résultant :

- d'une hausse de 28% du nombre de salariés équivalents temps plein ; et
- d'un pourcentage plus faible de capitalisation des salaires et charges en frais de développement (50%), par rapport à l'exercice précédent (61%).

### Impôts, taxes et versements assimilés

Les impôts, taxes et versements assimilés s'élèvent à 4,8 millions d'euros au 31 décembre 2018, soit une hausse de +1,4 million d'euros.

### Autres produits et charges opérationnels courants

Les autres produits et charges opérationnels courants s'élèvent à 9,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 8,7 millions d'euros au 31 décembre 2017, en hausse de +1,3 million d'euros. En 2018, ils correspondent essentiellement aux compensations pour pertes de chiffre d'affaires enregistrées à la suite de retards dans la mise en service des projets de parcs solaires Parkes (66 MWc), Griffith (35 MWc) et Dubbo (29 MWc), en Australie, à hauteur de 7,1 millions d'euros, ainsi qu'à l'amortissement d'une subvention d'investissement obtenue par le Groupe dans le cadre du projet photovoltaïque de DeGrussa (17 MWc), à hauteur de 2,6 millions d'euros.

### Amortissements et provisions opérationnels courants

Au 31 décembre 2018, les amortissements et provisions opérationnels courants ont augmenté de +23,9 millions d'euros pour atteindre 65,4 millions d'euros. Ceci résulte essentiellement de la hausse du nombre d'installations en opération et des installations mises en service au cours de la période pour respectivement +16,4 millions d'euros et +6,6 millions d'euros.

## 2.1.4.3 DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT AU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

	31/12/2018		31/12/2017		Var	Var (en %)
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires		
Chiffre d'affaires	227,6		139,3			
<b>Résultat opérationnel courant</b>	<b>109,0</b>	<b>47,9%</b>	<b>60,7</b>	<b>43,6%</b>	<b>48,2</b>	<b>+79,5%</b>
Autres produits et charges opérationnels non courants	(7,3)	-3,2%	(4,0)	-2,9%	(3,3)	+83,5%
Amortissements et provisions opérationnels non courants	1,5	0,7%	(3,0)	-2,2%	4,6	N/A
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>103,2</b>	<b>45,3%</b>	<b>53,7</b>	<b>38,5%</b>	<b>49,5</b>	<b>+92,1%</b>
Effet des variations de taux de change	(5,1)	-2,3%				
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL À CHANGES CONSTANTS</b>	<b>108,3</b>	<b>47,6%</b>				

## Autres produits et charges opérationnels non-courants

	Exercice clos le 31 décembre				Variation (en %)
	2018		2017		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Frais de développement antérieurs	(4,1)	-1,8%	(3,3)	-2,4%	+22,6%
Résultat des cessions d'actifs	0,5	0,2%	1,3	0,9%	-59,3%
Autres éléments non récurrents	(3,7)	-1,6%	(1,9)	-1,4%	-96,1%
<b>TOTAL DES AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS NON COURANTS</b>	<b>(7,3)</b>	<b>-3,2%</b>	<b>(4,0)</b>	<b>-2,9%</b>	<b>+83,7%</b>

Les autres produits et charges opérationnels non courants correspondent à une charge nette de 7,3 millions d'euros en 2018, en comparaison de la charge nette de 4,0 millions d'euros comptabilisée en 2017. Cette évolution est liée à :

- une hausse des abandons des frais de développement antérieurs, qui s'élèvent à 4,1 millions en 2018, contre 3,3 millions d'euros en 2017 ;
- une diminution des produits de cession essentiellement imputable à l'absence de cessions significatives au cours de l'exercice 2018 et au contre-effet 2017 de la cession de GenSun pour -1,6 million d'euros ;
- une hausse des autres éléments non récurrents, qui s'est traduite par la comptabilisation de 3,7 millions d'euros en 2018 correspondant essentiellement aux dépenses réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse (3 millions d'euros). En 2017, la charge nette de 1,9 million d'euros comprenait principalement des pénalités facturées par le client de vapeur au Groupe (Commentry).

## Amortissements et provisions opérationnels non-courants

Au 31 décembre 2018, les amortissements et les provisions opérationnels non-courants correspondent à une reprise nette de 1,5 million d'euros résultant de projets en développement dont les probabilités de réalisation ont été réévaluées.

## Résultat opérationnel

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat opérationnel du Groupe a augmenté de 49,5 millions d'euros *i.e.*, 92,1%, passant de 53,7 millions d'euros en 2017 à 103,2 millions d'euros en 2018 (108,3 millions d'euros tcc).

### 2.1.4.4 RÉSULTAT FINANCIER

(en millions d'euros)	Exercice clos le 31 décembre	
	2018	2017
Coût de l'endettement financier	(65,6)	(37,7)
Autres produits et charges financiers	(8,3)	1,3
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(73,9)</b>	<b>(36,4)</b>

Le résultat financier s'est dégradé de 37,5 millions d'euros passant de -36,4 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 à -73,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 (-76,2 millions d'euros tcc). Cette évolution résulte principalement des éléments suivants :

- l'augmentation du coût de l'endettement financier qui s'établit à -65,6 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre -37,7 millions d'euros au 31 décembre 2017. Ceci est principalement dû à la hausse de l'encours moyen d'endettement sur la période, porté par la croissance du nombre de projets en opération. Le coût de l'endettement financier a également été affecté dans une moindre mesure par l'évolution à la hausse du coût moyen de la dette en raison de l'augmentation du poids de la dette mezzanine dans le mix de l'endettement du Groupe et par l'impact de la première application de la norme IFRS 16. Au 31 décembre 2018, le coût net de l'endettement financier est composé de charges d'intérêts

liées aux financements des actifs de production (-53,9 millions d'euros), aux emprunts *corporate* (-1,8 million d'euros), aux instruments financiers (-7,4 millions d'euros), et à la charge financière liée à l'application de la norme IFRS 16 (-2,5 millions d'euros) ;

- les autres produits et charges financiers correspondent à une charge nette de -8,3 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre un produit net de 1,3 million d'euros au 31 décembre 2017.

Les autres produits et charges financières comprennent essentiellement des frais de caution, de garantie et des frais liés aux différents refinancements. Ce poste comprend également l'impact des instruments financiers (-0,8 million d'euros en 2018 contre +4,0 millions d'euros en 2017).

### 2.1.4.5 CHARGE D'IMPÔT

La charge d'impôt sur le résultat du Groupe comprend l'impôt sur le résultat calculé sur la base des résultats générés par le Groupe ainsi que la contribution sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) et exclut les autres prélèvements ou impôts payés par le Groupe, tels que les taxes foncières ou la taxe professionnelle régionale, figurant sous le poste « 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 le Groupe opère, l'étendue des charges non déductibles, l'effet des sous-capitalisations, la différence de taux fiscal entre les pays et les retenues à la source principalement imputables aux remontées des filiales à l'étranger.

La charge d'impôt a augmenté en 2018 pour atteindre 15,7 millions d'euros contre 6,8 millions d'euros en 2017. Le taux d'imposition effectif du Groupe, calculé en pourcentage du résultat avant impôt du Groupe, s'élève à 53,8% en 2018 contre 39,7% en 2017. Cette hausse s'explique principalement par :

- les charges financières non déductibles résultant des règles de sous-capitalisation ;
- l'effet de la non-utilisation des crédits d'impôts générés par les retenues à la source ;
- la hausse de la CVAE, liée à la croissance du nombre de parcs mis en opération en France.

### 2.1.4.6 RÉSULTAT NET

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat net des activités poursuivies du Groupe a augmenté de +3 millions d'euros, soit une hausse de 29,6% pour passer de 10,4 millions d'euros en 2017 à 13,5 millions d'euros en 2018.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 1,2 million d'euros au 31 décembre 2018 contre -2,0 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Malgré l'évolution positive du résultat net, la part du Groupe reste stable et s'élève à 12,4 millions d'euros au 31 décembre 2018.

La hausse du résultat expliquée par la mise en service de nouvelles installations de production et de l'opération en année pleine de nouvelles centrales (+34,3 millions d'euros) ainsi que le redémarrage de la centrale de Commeny (+5,0 millions d'euros) est essentiellement absorbée par l'augmentation des charges financières (-20,4 millions d'euros) principalement liée à la mise en place de dettes mezzanines et l'impact positif en 2017 lié à la renégociation de la dette Cestas, ainsi que certains coûts complémentaires en 2018 (principalement salaires et charges externes) pour -3,7 millions d'euros, tous entièrement portés par Neoen et non par les minoritaires.

À noter également l'impact négatif de l'impôt pour -7,1 millions d'euros suite à l'augmentation du taux effectif, la mise en place d'IFRS 16 pour -1,1 million d'euros et les impacts de change pour -1,4 million d'euros, contribuant à la stabilité du résultat de la part du Groupe.

## 2.2 TRÉSORERIE ET CAPITAUX PROPRES

Les besoins en trésorerie du Groupe proviennent principalement de son activité d'investissement dans le développement d'une part et la construction d'installations éoliennes, solaire, biomasse et de stockage d'autre part, 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. D'une manière générale, le Groupe répond à ses besoins en trésorerie pour la construction des installations par le biais de financements de projets sans recours et long terme au niveau des sociétés de projets ou des holdings qui les détiennent, endettement qui est ensuite remboursé par les flux générés par la vente d'énergie. Historiquement, les fonds propres apportés par le Groupe aux sociétés de projets ont été couverts principalement par des

augmentations de capital au niveau de la Société, par des financements mezzanines et, dans une moindre mesure, par des ressources issues d'excédents de trésorerie générés par l'activité opérationnelle. Pour financer ses besoins en fonds de roulement et ses activités de développement, le Groupe utilise principalement ses ressources issues d'excédents de trésorerie générés par l'activité opérationnelle et dans une moindre mesure des financements *corporate* souscrits au niveau de la Société, qui ont été totalement remboursés au 31 décembre 2018.

Les besoins en trésorerie liés au développement et à la construction des projets varient en fonction du stade d'avancement d'un projet. Le Groupe structure l'endettement des projets dans la devise des flux de revenus attendus de ces projets.

Le tableau suivant résume, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en opération au 31 décembre 2018, la durée initiale moyenne des financements de projets obtenus :

Durée initiale moyenne pondérée par l'endettement (en années)	Solaire	Éolien	Biomasse	Total
Europe - Afrique	18,6	16,7	16,5	17,8
Australie	15,5 <sup>(1)</sup>	20,6	N/A	18,6
Amériques	18,5	N/A	N/A	18,5
<b>TOTAL</b>	<b>17,6</b>	<b>19,0</b>	<b>16,5</b>	<b>18,2</b>

(1) La durée plus courte pour l'activité « solaire » en Australie s'explique principalement par des durées plus faibles des contrats de vente d'électricité et tout particulièrement par celui du projet DeGrussa qui étant adossé à une mine de cuivre, a la vie économique de cette dernière.

Le tableau suivant résume, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en opération au 31 décembre 2018, la durée résiduelle moyenne des financements de projet consentis, au 31 décembre 2018 :

Durée résiduelle moyenne pondérée par l'endettement (en années)	Solaire	Éolien	Biomasse	Total
Europe - Afrique	16,0	14,1	11,3	15,0
Australie	13,9	18,0	N/A	16,3
Amériques	15,9	N/A	N/A	15,9
<b>TOTAL</b>	<b>15,3</b>	<b>16,4</b>	<b>11,3</b>	<b>15,6</b>

Le tableau suivant résume, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en opération au 31 décembre 2018 et par région et par technologie, le ratio moyen pondéré du montant total de l'endettement de projet obtenu par rapport aux dépenses d'investissement réalisées pour le développement et la construction des projets :

Ratio Dette/Dépenses d'investissement	Solaire	Éolien	Biomasse	Total
Europe - Afrique	88,3% <sup>(1)</sup>	83,2% <sup>(2)</sup>	69,5%	84,6%
Australie	70,4%	73,7%	N/A	72,3%
Amériques	77,7%	N/A	N/A	77,7%
<b>TOTAL</b>	<b>80,3%</b>	<b>77,3%</b>	<b>69,5%</b>	<b>78,5%</b>

(1) Les taux de levier généralement plus élevés dans la zone Europe - Afrique reflètent en partie la présence d'EDF OA comme contrepartie aux contrats de vente d'électricité en France, ce qui permet d'avoir des conditions de prêt plus favorables en raison d'un risque de contrepartie perçu par les prêteurs comme étant plus faible.

(2) Le ratio plus élevé obtenu pour les financements solaires dans la zone Europe - Afrique par rapport à ceux d'autres technologies et régions s'explique principalement (i) par les durées des contrats de vente d'électricité plus longues pour les projets solaires (20 ans pour les projets photovoltaïques, 15 ans pour les projets éoliens) et (ii) par le récent refinancement de la dette des projets Cestas en France et Cabrela au Portugal.

Le tableau suivant résume, au 31 décembre 2018 et pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en opération au 31 décembre 2018, 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 :

Taux d'intérêts moyen pondéré <i>all-in</i>	Solaire	Éolien	Biomasse	Total
Europe - Afrique	3,57%	2,53%	5,96%	3,41%
Australie	5,20%	4,65%	N/A	4,87%
Amériques	7,25% <sup>(1)</sup>	N/A	N/A	7,25%
<b>TOTAL</b>	<b>4,60%</b>	<b>3,78%</b>	<b>5,96%</b>	<b>4,31%</b>

(1) Le taux d'intérêt plus élevé pour le projet Providencia Solar, le seul projet en opération dans la zone géographique Amériques au 31 décembre 2018, provient du fait qu'il est situé au Salvador, un pays non-membre de l'OCDE avec un profil de risque perçu comme plus élevé par les partenaires financiers du Groupe.

## 2.2.1 ENDETTEMENT DU GROUPE

### 2.2.1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Les investissements se rapportant à la construction des installations sont généralement engagés et financés au niveau de la société de projet constituée par le Groupe pour détenir et porter l'endettement afférent au projet. Selon cette approche, la société de projet finance la majeure partie du projet à travers la dette qu'elle souscrit sans possibilité de recours sur la Société et les autres entités situées hors du périmètre du financement spécifique. Le Groupe consolide toutes ses sociétés de projets par intégration globale à quelques exceptions près (Seixal (titres mis en équivalence) et une partie des sociétés de projets Cestas (titres comptabilisés à leurs justes valeurs)). La Société refinance également les fonds propres au niveau d'un groupe de projets avec de la dette junior mezzanine de projet (*green bonds*). Ces mezzanines se situent au niveau d'holdings intermédiaires et respectent les mêmes critères que les financements de projet seniors, c'est-à-dire sans recours sur la Société, long terme sans risque de

refinancement et à taux fixes ou couverts, dans les mêmes devises que les flux de trésorerie. Pour les projets et holdings consolidés, l'endettement est comptabilisé en dette financière dans les comptes consolidés du Groupe.

L'endettement du Groupe est principalement composé de l'endettement de projets à long terme couvert par les flux de trésorerie attendus de la vente d'énergie et de certificats verts des projets sous-jacents. En conséquence, l'encours de dette du Groupe a augmenté progressivement en fonction de la croissance du nombre des projets en opération ou en construction.

Dans le cadre de l'analyse et la gestion de son endettement, le Groupe prend en compte non seulement le niveau global de son endettement financier consolidé (détaillé ci-après, à la Section 2.2.1.3), mais aussi sa « dette nette », un indicateur non-IFRS.

### 2.2.1.2 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET DU GROUPE

La dette nette s'élève à 1 037,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 970,9 millions d'euros au 31 décembre 2017. Le tableau suivant détaille le calcul de la dette nette du Groupe :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
<b>Total dettes financières<sup>(1)</sup></b>	<b>1 690,8</b>	<b>1 399,2</b>
Investisseurs minoritaires et autres <sup>(2)</sup>	(45,4)	(90,4)
<b>Total dettes financières ajustées</b>	<b>1 645,4</b>	<b>1 308,8</b>
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(503,8)	(260,0)
Dépôts de garantie <sup>(3)</sup>	(97,8)	(66,8)
Instruments dérivés actifs – effets des couvertures <sup>(4)</sup>	(5,8)	(6,1)
Autres créances <sup>(5)</sup>	0,0	(4,9)
<b>TOTAL DETTE NETTE</b>	<b>1 037,9</b>	<b>970,9</b>

(1) Les dettes locatives sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA courant qui n'inclut pas les charges de loyers (application IFRS 16).

(2) Comprend les prêts d'actionnaires octroyés aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires, Se reporter à la Section 2.2.1.8 « Investisseurs minoritaires et autres » du présent document.

(3) Comprend principalement des dépôts liés aux comptes de réserve des financements bancaires des actifs de production.

(4) Instruments dérivés de couverture de risque de taux ayant une valeur de marché positive, Les instruments dérivés de risque de taux dont la valeur de marché est négative figurent dans la partie Total dettes financières.

(5) Au 31 décembre 2017, les autres créances comprenaient des montants tirés au titre des financements de projets et mis à disposition des sociétés de projets mais sous séquestre en attendant la présentation des factures associées sur la société Biomasse Energy Commentry.

### 2.2.1.3 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER DU GROUPE AU 31 DÉCEMBRE 2018

Au 31 décembre 2018, l'endettement financier consolidé du Groupe s'élève à 1 690,8 millions d'euros contre 1 399,2 millions d'euros au 31 décembre 2017. Il est détaillé dans le tableau ci-après :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Emprunt bancaire – financement des projets	1 229,3	974,3
Financements obligataires des projets	262,8	231,1
Dettes locatives <sup>(1)</sup>	96,9	-
Financement corporate	16,1	78,4
Investisseurs minoritaires et autres	45,4	90,4
Instruments dérivés passifs – effets des couvertures	40,3	24,8
<b>TOTAL DETTE FINANCIÈRE</b>	<b>1 690,8</b>	<b>1 399,2</b>

(1) Dettes locatives constatées au titre de l'application prospective de la norme IFRS 16 à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 (application anticipée par le Groupe dans ses comptes au 30 juin 2018).

### 2.2.1.4 EMPRUNTS LONG TERME SANS RECOURS AU NIVEAU DE SOCIÉTÉS DE PROJETS ET HOLDINGS DE SOCIÉTÉS DE PROJETS

Le Groupe finance une part importante de ses investissements grâce à de la dette « sans recours » sur la société mère (*Project Finance*).

Les emprunts structurés en « financement de projet sans recours » des sociétés de projets (ou holdings) impliquent des remboursements de dettes aux prêteurs effectués exclusivement à partir des revenus générés de la production d'énergie. Ces emprunts sont généralement garantis par les actifs physiques de la centrale, les contrats et accords majeurs, les contrats d'assurances, les comptes de trésorerie et la participation et le compte courant du Groupe dans la filiale qui détient l'installation. Ces types de financement sont généralement structurés de manière à ce que tous les revenus d'une installation soient déposés sur des comptes bancaires nantis. Ces fonds sont ensuite utilisés selon un ordre de priorité stipulé dans les documents de financement afin de s'assurer que, dans la mesure du possible, ils servent d'abord à payer les dépenses d'exploitation (y compris les frais de gestion), les taxes et le service de la dette de premier rang, et à financer les comptes de réserve pour atteindre les montants spécifiés dans les contrats de financement y afférents.

De ce fait, sous réserve du respect des conditions spécifiées dans le contrat de financement, les fonds disponibles peuvent être décaissés pour le paiement du service de la dette subordonnée (notamment la dette mezzanine) ou des dividendes ou le remboursement des avances en comptes-courants aux actionnaires.

La dette sans recours du Groupe comporte deux composantes :

- **Emprunt bancaire – financement des actifs de production**, correspondant aux emprunts souscrits par les sociétés de projets dans le cadre de la construction des projets du Groupe. Au 31 décembre 2018, ils s'élèvent à 1 229,3 millions d'euros, contre 974,3 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de 254,9 millions d'euros qui s'explique essentiellement par les éléments suivants :
  - la souscription de nouveaux emprunts long terme « sans recours » au 31 décembre 2018 pour 342,8 millions d'euros ;
  - le remboursement des emprunts à hauteur de -66,1 millions d'euros ;
  - les effets de change pour -21,5 millions d'euros.



### ● Financements obligataires des projets

Ils comprennent essentiellement les encours des émissions obligataires vertes (*green bond*) réalisées depuis 2015, issus des financements mezzanines juniors permettant au Groupe de monétiser les flux de trésorerie résiduels attendus d'un groupe de sociétés de projets après les paiements dus au titre de leurs obligations seniors. Ces émissions obligataires mezzanines réalisées par le Groupe, qui utilisent les flux attendus des projets dans un périmètre de financement donné, permettent de financer une part des fonds propres de nouveaux projets situés en dehors de ce périmètre.

En 2017, le Groupe avait réalisé une émission obligataire verte pour un montant total pouvant aller jusqu'à 245 millions d'euros, libellé en trois tranches (Euro, AUD, USD repayés par des flux des projets sous-jacents dans les mêmes devises) avec un taux d'intérêt moyen sur les trois tranches d'environ 8% par an avant impôts, et une maturité de 20 ans, destinés au financement d'un portefeuille de projets éoliens terrestres et solaires en Australie, en Amérique latine et en France totalisant 1,6 GW de capacité cumulée (notamment les projets Villacerf, Osière, Vallée aux Grillons, Raucourt, Bussy, Cap Découverte, Providencia Solar, Hornsdale 1,2 et 3, Dubbo, Griffith et Parkes).

À ce titre, au 31 décembre 2017, le Groupe avait réalisé un tirage de 144,9 millions d'euros afin de refinancer un portefeuille de 42 projets multi-pays de 1,6 MW. Au 31 décembre 2018, le Groupe a réalisé un tirage supplémentaire de 50,2 millions d'euros et remboursé 8,7 millions d'euros.

### 2.2.1.5 FINANCEMENTS CORPORATE

Les financements *corporate* du Groupe correspondent à :

- des prêts amortissables souscrits auprès de la BPI en 2015 et 2017 et dont l'encours s'élève à 15,3 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;
- une ligne de financement bancaire court terme, souscrite par la société Biomasse Energy Commentry pour 0,8 million d'euros, afin de financer ses besoins en fonds de roulement ;
- un ensemble de lignes de financement bancaire court terme disponibles, en vue d'assurer ses besoins en fonds de roulement et dont le montant disponible au 31 décembre 2018 s'établit à 145 millions d'euros (après remboursement de 62 millions d'euros durant la période).

### 2.2.1.6 TAUX D'INTÉRÊT MOYEN PONDÉRÉ GLOBAL

Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt moyen pondéré des différentes dettes du Groupe (dettes projets, dettes mezzanines et dette *corporate*, mais excluant les prêts d'actionnaires) était de :

- 3,50% en euros (exclusion de l'ensemble des holdings du projet Cestas ainsi que du projet Seixal, non consolidées) ;
- 5,26% en dollars australiens ;
- 7,09% en dollars américains.

Ce taux d'intérêt moyen est (i) calculé sur la base de tous les financements à date (*i.e.*, dette signée, en tirage, en remboursement, consolidée), (ii) pondéré sur la base de (x) la dette totale initiale des projets et mezzanine ; (y) la dette tirée sur l'obligation verte de 2017 au 31 décembre 2018 ; et (z) le montant total des lignes *corporate* (montants tirés et non-tirés) et (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.

### 2.2.1.7 CONTRATS FINANCIERS

#### Covenants financiers

À l'exception des deux centrales ci-dessous, il n'est constaté aucune indication que les différentes sociétés financées par des dettes projet ne respectent pas leurs *covenants* de ratios financiers de DSCR minimum, ou de fonds propres minimum :

- Auxois Sud : des arrêts ont été réalisés en fin d'année 2018 afin de permettre la construction d'une extension (centrale du « Plateau de l'Auxois Sud ») entraînant une perte de revenu équivalente à 2 mois de production, ce qui abaissé le DSCR en dessous du déclenchement de défaut. Cet événement reste de nature exceptionnelle et ne reflète en rien une moindre performance de la centrale ;
- Champs d'Amour : pour cette première année d'opération, la centrale éolienne de Champs d'Amour a été pénalisée par une ressource plus faible simultanément à une montée en charge plus lente que prévue. Cette conjonction a négativement déplacé le DSCR en dessous du déclenchement de défaut.

À la date du présent document, le Groupe a entamé des discussions avec les créanciers prêteurs dans le but d'obtenir des *waivers* à ces cas de non-respect de DSCR minimums. Ces discussions ont abouti à un accord des prêteurs sur les termes des *waivers* proposés par le Groupe, qui restent à ce jour en attente de signature formelle. Le Groupe n'anticipe donc pas de difficultés significatives dans la conclusion de ces *waivers*.

Pour plus d'informations concernant la description des contrats de financement et les risques afférents, le lecteur est invité à se référer à la Section 3.1.1.1 « Risques relatifs aux projets et aux installations du Groupe ».

#### Réaménagement de la dette de la société Biomasse Energie de Commentry

Dans le cadre du financement de sa centrale biomasse de Commentry, le Groupe a conclu, par l'intermédiaire de la société Biomasse Energie de Commentry (« BEC »), un contrat de financement en date du 27 septembre 2013 prévoyant (i) une ouverture de crédit d'un montant maximum en principal de 57 001 500 euros, destinée au financement partiel du coût d'investissement de la construction de la centrale biomasse ; et (ii) une ouverture de crédit d'un montant maximum en principal de 5 000 000 euros, afin de permettre le financement de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) afférente aux travaux de construction de la centrale biomasse (cette ligne TVA ayant été depuis remboursée).

La construction de la centrale de Commentry ayant subi 28 mois de retard, la réception de celle-ci n'est finalement intervenue qu'en février 2018. Les difficultés rencontrées dans la construction de la centrale ont entraîné des reports de paiement du capital au titre de la dette projet. Ces reports ont fait l'objet de *waivers* de la part des banques de financement et la dette projet a été réaménagée, par avenants au contrat de financement en 2018, permettant ainsi d'assurer la pérennité économique du projet.

De nouveau opérationnelle depuis novembre 2017 et réceptionnée en février 2018, la centrale BEC affiche à ce jour de bonnes performances.

### 2.2.1.8 INVESTISSEURS MINORITAIRES ET AUTRES

Les dettes financières incluses dans la ligne « Investisseurs minoritaires et autres » correspondent aux avances en compte courant octroyées à la Société par ses actionnaires ou octroyées aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires.

Au 31 décembre 2018, ces financements représentent un endettement de 45,3 millions d'euros, contre 90,4 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une baisse de 45,1 millions résultant essentiellement du remboursement des prêts actionnaires (Impala) pour 53,6 millions avec une augmentation correspondante des fonds propres de la Société dans le cadre de l'introduction en bourse et dans une moindre mesure, d'apports complémentaires réalisés par les investisseurs minoritaires dans les sociétés du Groupe.

### 2.2.1.9 INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS – EFFETS DES COUVERTURES

L'exposition du Groupe aux taux d'intérêts variables est gérée systématiquement par des swaps ou des caps plus amplement décrits à la Section 3.1.3.1 « Risques de taux » du présent document. Les instruments dérivés utilisés par le Groupe ont pour objectif la couverture des risques de taux sur les lignes d'emprunt contractées à taux variables. Lorsqu'ils ont une valeur de marché négative, ils sont comptabilisés dans les passifs du Groupe « Instruments financiers dérivé courants » et « Instruments financiers dérivé non courants ». Lorsqu'ils ont une valeur de marché positive, ils sont comptabilisés dans les actifs du Groupe « Instruments financiers dérivé courants » et « Instruments financiers dérivé non-courants ».

Au 31 décembre 2018, les instruments dérivés utilisés par le Groupe ayant une valeur négative représentaient un endettement de 40,3 millions d'euros contre 24,8 millions d'euros au 31 décembre 2017 alors que les instruments dérivés ayant une valeur positive représentaient un actif de 5,8 millions d'euros.

## 2.2.2 SITUATION ET FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)

	31/12/2018	31/12/2017
Flux net de trésorerie liés aux activités opérationnelles	156,5	75,4
Flux net de trésorerie liés aux activités d'investissement	(532,1)	(483,2)
Flux net de trésorerie liés aux activités de financement	624,8	573,9
Incidence de la variation des taux de change	(5,1)	(5,0)
<b>VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE</b>	<b>244,1</b>	<b>160,9</b>

### 2.2.2.1 FLUX NET GÉNÉRÉ PAR L'ACTIVITÉ OPÉRATIONNELLE DU GROUPE

(en millions d'euros)

	31/12/2018	31/12/2017
Résultat net	13,5	10,4
Éliminations <sup>(1)</sup>	151,6	84,8
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement	(6,0)	(16,2)
Impôts décaissés (encaissés)	(2,6)	(3,6)
<b>FLUX NET DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉ PAR LES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>156,5</b>	<b>75,4</b>

(1) Comprend les variations non-cash, y compris notamment les amortissements et provisions, le coût de l'endettement financier net, les variations de juste valeur au résultat des instruments financiers dérivés, des plus et moins-values de cession et de la charge (produit) d'impôt différé. La hausse de la période s'explique par la croissance des sociétés en opération.

Le flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles s'établit à 156,5 millions d'euros au 31 décembre 2018, contre 75,4 millions d'euros au 31 décembre 2017, en hausse de 81,1 millions. Ceci est essentiellement imputable à la croissance de l'activité mais également à la variation du besoin en fonds de roulement qui s'établit à -6,0 millions au 31 décembre 2018 contre -16,2 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une amélioration de 10,2 millions d'euros résultant :

- de la réduction des délais de règlement clients malgré la hausse de l'activité (incidence de +7,8 millions d'euros) ;

- de la baisse des fournisseurs débiteurs (incidence de +11,9 millions d'euros).

Ces effets sont partiellement compensés par une hausse plus rapide des dettes fournisseurs (+9,1 millions d'euros) expliquée par la croissance de l'activité sur la période, en particulier sur la technologie biomasse.

Les créances et dettes fiscales, dont la TVA, varient dans les mêmes proportions et n'ont pas d'impact significatif sur le besoin en fonds de roulement.

## 2.2.2.2 FLUX NET PROVENANT DES INVESTISSEMENTS DU GROUPE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise	(18,9)	(7,7)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée	0,8	2,3
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	(483,9)	(468,0)
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	0,4	1,1
Acquisition d'actifs financiers <sup>(1)</sup>	(31,3)	(11,4)
Dividendes reçus	0,8	0,4
Cession d'actifs financiers	(0,0)	-
<b>FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>	<b>(532,1)</b>	<b>(483,2)</b>

(1) Les actifs financiers comprennent essentiellement des comptes de séquestre mis en place par la Société dans le cadre du financement de ses projets. La hausse des investissements réalisés sur la période s'explique essentiellement par la mise en place en 2018 de DSRA (Debt Service Reserve Account) sur les projets australiens.

L'utilisation nette de trésorerie provenant des investissements du Groupe s'élève à 532,1 millions d'euros en 2018 et à 483,2 millions d'euros en 2017. Les flux s'expliquent principalement par l'acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles liées aux projets en

cours, et dans une moindre mesure des acquisitions d'actifs financiers et des acquisitions de filiales. Pour une description détaillée des investissements sous-jacents, voir la Section 2.2.3 « Investissements réalisés par le Groupe ».

## 2.2.2.3 FLUX NET PROVENANT DU FINANCEMENT DU GROUPE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Augmentation de capital de la société mère	441,7	3,1
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital	0,6	8,2
Cession (acquisition) nette d'actions propres	(2,7)	0,5
Émission d'emprunts	412,7	716,2
Dividendes payés	(3,8)	(2,1)
Remboursement d'emprunts	(161,1)	(114,5)
Intérêts financiers nets versés	(62,6)	(37,6)
<b>FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>	<b>624,8</b>	<b>573,9</b>

Entre 2017 et 2018, la hausse de 50,9 millions du flux net de trésorerie provenant des activités de financement s'explique principalement par :

- l'augmentation de capital réalisée lors de l'introduction en bourse de la Société le 18 octobre 2018 pour 449,9 millions d'euros (voir Note 23 de l'annexe aux comptes consolidés) ;

- la hausse des remboursements d'emprunts de 46,6 millions d'euros (voir Note 25 de l'annexe aux comptes consolidés) ;
- la baisse des émissions d'emprunts de -303,5 millions (voir Note 25 de l'annexe aux comptes consolidés) ;
- la hausse des intérêts financiers nets versés pour -25 millions d'euros (voir Note 25 de l'annexe aux comptes consolidés).

## 2.2.3 INVESTISSEMENTS RÉALISÉS PAR LE GROUPE

Les dépenses d'investissement du Groupe sont essentiellement réalisées dans des projets de parcs solaires et éoliens, de centrales biomasse ou 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 des investissements financiers réalisés à travers des acquisitions d'actifs financiers et des acquisitions de filiales.

Les immobilisations corporelles acquises par le Groupe sont principalement composées des actifs de production détenus par le Groupe, généralement immobilisés à compter de l'entrée en construction d'un projet ou de sa date d'acquisition par le Groupe. Dans une moindre mesure, les immobilisations corporelles comprennent d'autres immobilisations, telles que les terrains acquis par le Groupe pour la construction de ses installations ou les coûts de structuration lors de la mise en place des emprunts servant à financer les actifs jusqu'à la mise en service des projets.

Les immobilisations incorporelles acquises par le Groupe sont principalement composées des coûts de développement activés se rattachant aux différents projets, immobilisés dès lors que les critères d'activation sont remplis. 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*). Au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2018, le montant total des coûts de développement immobilisés au bilan consolidé qui correspond aux étapes antérieures à la phase *awarded* (soit, les phases *early stage*, *advanced development* et *tender-ready*) était de 18,3 millions d'euros et 21,8 millions d'euros, respectivement. Inversement, le montant des coûts de développement non activés au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018 s'élève à 0,9 million d'euros et 1,3 million d'euros, respectivement, et correspond essentiellement à de la prospection transverse et du développement de projets non encore entrés dans le portefeuille. Les immobilisations incorporelles comprennent également des coûts de développement réévalués à la suite d'acquisitions de projets ainsi que la valorisation de droits acquis par le Groupe dans le cadre de la signature de contrats d'achat d'électricité en Australie.

Enfin, les investissements financiers comprennent principalement les acquisitions d'actifs financiers composés de comptes de réserve (*debt service reserve account* ou *DSRA*) constitués dans les sociétés de projets, de dépôts de garantie constitués dans le cadre de réponses à des appels d'offres ainsi que, dans une moindre mesure, de titres et d'apports en compte courant, d'échéance supérieure à un an, consentis envers des sociétés de projets non consolidées par

intégration globale. Les investissements financiers se composent également d'autres investissements reflétés dans le tableau des flux de trésorerie tels que des acquisitions de filiales.

Les acquisitions d'immobilisations corporelles par le Groupe sont financées principalement par voie d'endettement externe, porté par les sociétés de projets ou des holdings intermédiaires spécifiques aux projets, sans recours sur d'autres actifs que ceux de la société de projet, ses titres et son compte courant d'actionnaire ou les actifs des holdings intermédiaires spécifiques aux projets (dans certains cas exceptionnels, une collatéralisation est mise en place au sein d'un groupe de projets pour des raisons d'efficacité de financement). Dans une moindre mesure, ces acquisitions sont financées par voie d'avances en compte courant ou en fonds propres octroyées par le Groupe à la société de projet.

Dans le cadre du financement par voie d'endettement externe, les frais et primes d'émission liés aux emprunts servant à financer les actifs jusqu'à la mise en service sont incorporés dans le coût d'entrée des immobilisations. En cas d'avances en compte courant ou en fonds propres octroyées à des entreprises associées ou co-entreprises, les avances en compte courant sont comptabilisées en actifs financiers non courants, et les apports en fonds propres sont comptabilisés au bilan en tant que participations dans les entreprises associées et co-entreprises.

Lorsque les avances en compte courant ou en fonds propres sont octroyées à des sociétés intégrées globalement, les fonds propres et avances en compte courant sont éliminés en consolidation.

Enfin, les acquisitions d'immobilisations incorporelles par le Groupe sont très majoritairement financées par fonds propres au niveau des sociétés de 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 7 500 000 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, selon le cas, pour un montant qui entraîne un accroissement de plus de 15% des fonds propres prévus au budget ou autorisé par le Conseil d'administration, selon le cas, pour ledit projet. Pour une présentation des compétences réservées du Conseil d'administration, se reporter à la Section 6.2.1.2 (ii) « Matières réservées au Conseil d'administration » du présent document.

### 2.2.3.1 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN 2018 ET 2017

Le tableau ci-dessous expose, par objet, les investissements consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 31 décembre 2017 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
<b>Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles<sup>(1)</sup> :</b>	<b>464,2</b>	<b>539,4</b>
• Dont acquisitions d'immobilisations incorporelles	22,0	32,2
• Dont acquisitions d'immobilisations corporelles	442,2	507,2
<b>Investissements financiers :</b>	<b>50,2</b>	<b>19,1</b>
• Dont acquisitions d'actifs financiers	31,3	11,4
• Dont acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise	18,9	7,7

(1) Les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés ci-dessus avant la variation des dettes fournisseurs d'immobilisations (incluses dans le poste « variation cash des dettes fournisseurs d'immobilisations » de la Note 15 aux États Financiers Annuels) qui permet de réconcilier la valeur des actifs immobilisés avec les dépenses en trésorerie engagées. Les montants nets de ces variations figurant dans les tableaux de flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018 s'élevaient, respectivement, à 468,0 millions d'euros et 483,9 millions d'euros.

#### Principaux investissements réalisés au cours de la période

Au 31 décembre 2018, le Groupe a réalisé les investissements suivants :

- 22,0 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations incorporelles correspondant à l'activation de coûts directement rattachables au développement de projets pour un montant de 21,8 millions d'euros (notamment les projets Bangweulu, El Llano, Metoro, Kaban, Altiplano, Hedet, Albireo, Sunny 3 – Paradise Park, La Puna ou encore Numurkah) ainsi qu'à l'acquisition d'autres immobilisations incorporelles pour un montant de 0,3 million d'euros ;
- 442,2 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles correspondant principalement à la construction de projets en Australie pour un montant de 261,9 millions d'euros (Coleambally, Bulgana et Numurkah), en France pour un montant de 100,5 millions d'euros (Plateau de l'Auxois Sud, Chassepain, Pays Chaumontais, Lagarde d'Apt, Lugos et Corbas), en Zambie pour un montant de 27,8 millions d'euros (Bangweulu), en Finlande pour 24,6 millions d'euros (Hedet), ainsi qu'en Jamaïque pour un montant de 15,7 millions d'euros (Paradise Park) ;
- les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles présentés ci-dessus sont présentés avant l'effet de 19,7 millions d'euros au titre de la variation cash des dettes fournisseurs. Le montant net de trésorerie utilisé pour ces acquisitions, après prise en compte de la variation cash des dettes fournisseurs est de 483,9 millions d'euros ;
- des investissements financiers d'un montant de 50,2 millions d'euros, correspondant principalement à des dépôts bloqués dans le cadre de la construction du projet Numurkah ainsi qu'à des DSRA relatifs aux projets mis en opération sur la période ainsi qu'à des paiements de compléments de prix relatifs aux projets Bulgana et La Puna acquis en 2017 et à l'acquisition de 80,1% des parts sociales de la société Hedet Vindpark AB porteuse des projets de fermes éoliennes « Hedet » en Finlande.

#### Principaux investissements réalisés au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, le Groupe a réalisé les investissements suivants :

- 32,2 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations incorporelles correspondant à l'activation de coûts directement rattachables au développement de projets pour un montant de 18,3 millions d'euros (notamment en Australie, France, Mexique et Argentine) ainsi qu'à l'acquisition d'autres immobilisations incorporelles pour un montant de 13,9 millions d'euros principalement composées de droits acquis par le Groupe dans le cadre de la signature de contrats d'achat d'électricité en Australie ;
- 507,2 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles correspondant principalement à la construction de projets en Australie pour un montant de 337 millions d'euros: HWF 2 (33 millions d'euros), HWF 3 (141 millions d'euros), Parkes (66 millions d'euros), Griffith (36 millions d'euros), Dubbo (31 millions d'euros) et Coleambally (30 millions d'euros); la construction de projets en France pour un montant de 61 millions d'euros: Osière (18 millions d'euros), Vallée aux Grillons (12 millions d'euros), Chassepain (14 millions d'euros), Pays Chaumontais (7 millions d'euros) et Champ d'Amour (10 millions d'euros); la construction du projet solaire Providencia Solar au Salvador pour un montant de 33 millions d'euros et du projet Bangweulu en Zambie pour un montant de 10 millions d'euros ainsi qu'aux actifs de production entrés en construction et mis en service en 2017 (essentiellement Hornsdale Power Reserve) pour un montant de 56 millions d'euros ;
- les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles présentés ci-dessus sont présentés avant l'effet de 71,4 millions d'euros au titre de l'augmentation des dettes fournisseurs d'immobilisations. Le montant net de trésorerie utilisé pour ces acquisitions, après prise en compte de la variation cash des dettes fournisseurs est de 468,0 millions d'euros ;
- des investissements financiers d'un montant de 19,1 millions d'euros, correspondant principalement aux montants payés au titre de l'acquisition d'actifs financiers dont notamment des DSRA relatifs aux projets HWF et Providencia Solar, réduit par un remboursement des comptes courants des projets Cestas non consolidés à Neoen Solaire et augmenté par l'acquisition d'une option de cap de taux au premier tirage de l'émission obligataire verte (*green bonds*) de décembre 2017 à des fins de couverture de taux d'intérêts.



### 2.2.3.2 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN COURS DE RÉALISATION

À la date du présent document, les principaux investissements du Groupe en cours de réalisation correspondent aux projets en construction ou en développement pour lesquels des investissements et dépenses ont été engagés.

### 2.2.3.3 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS ENVISAGÉS

Le Groupe poursuit une stratégie *develop-to-own* selon laquelle il développe ses projets dans le but de détenir et d'exploiter les actifs de production dès que leur construction est achevée. Dans ce cadre, les investissements que le Groupe envisage de réaliser dans le futur consisteront principalement (i) en l'alimentation continue de ce portefeuille par de nouveaux projets, et (ii) en l'avancement des projets composant le portefeuille du Groupe à des stades plus avancés jusqu'à la mise en service des installations.

## 2.3 INFORMATIONS SUR LES TENDANCES ET LES OBJECTIFS

### 2.3.1 TENDANCES ET OBJECTIFS

Les objectifs et les tendances présentés ci-dessous résultent des orientations stratégiques du Groupe et sont fondés sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date du présent document. 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 ou en fonction d'autres facteurs dont la Société n'aurait pas connaissance à la date du présent document. En particulier, la matérialisation d'un ou plusieurs risques décrits au Chapitre 3 « Facteurs de risques » du présent document 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. Par ailleurs, le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie quant à la réalisation des objectifs figurant dans la présente section.

Les objectifs du Groupe à court et moyen terme sont les suivants :

- **Augmentation de la capacité.** L'objectif du Groupe est d'atteindre une capacité totale en opération et en construction d'au moins 5 GW d'ici la fin 2021, et en opération dans son intégralité d'ici la fin 2022, répartie de manière équilibrée entre ses trois principales zones géographiques (Europe - Afrique, Australie, Amériques), sans changement majeur en termes de mix technologique (solaire et éolien) reflété dans son portefeuille sécurisé de projets en décembre 2018 (projets en opération, en construction et en phase *awarded*). L'atteinte de cet objectif proviendra de la transformation de son portefeuille de projets sécurisés et en développement qui se montait à fin 2018 à 7,7 GW (y compris les projets en opération et en construction). Par ailleurs, le Groupe envisage de poursuivre le développement de l'activité de stockage, d'une part pour faciliter l'intégration des centrales solaires et éoliennes (batteries *behind the meter*) et d'autre part des batteries indépendantes directement connectées aux réseaux afin de fournir des services d'équilibrage et de lissage. L'activité de batterie indépendante directement connectée au réseau sera désormais reportée comme une ligne d'activité à part entière. Enfin, le Groupe n'envisage pas de poursuivre des investissements dans le secteur de la biomasse et pourrait même en sortir.
- En structurant les projets pour atteindre les augmentations de capacité susmentionnées et en supposant que les taux d'intérêt se maintiendront à leurs niveaux actuels, le Groupe prévoit de continuer à être en mesure de réaliser des taux de rentabilité interne (TRI) à un chiffre (haut de fourchette) dans les

pays de l'OCDE et à deux chiffres (bas de fourchette) dans les pays non membres de l'OCDE.

- Le Groupe s'attend à ce que l'augmentation de capacité donne lieu à une augmentation du chiffre d'affaires, partiellement contrebalancée par une diminution continue des prix moyens par MWh, reflétant une baisse continue des prix des contrats d'achat d'électricité par MWh, conformément aux tendances de l'industrie, en supposant que les taux d'intérêt se maintiendront à leurs niveaux actuels. Le Groupe s'attend à ce que l'effet de la baisse des prix des contrats d'achat d'électricité soit partiellement compensé par une part croissante des revenus de marché (avec des prix moyens par MWh plus élevés) dans la composition du chiffre d'affaires du Groupe. Sous réserve d'exceptions temporaires concernant des périodes antérieures à la conclusion d'un contrat de vente d'électricité (chiffre d'affaires pré-contrat de vente d'électricité), le Groupe entend maintenir une stratégie de limitation des revenus de marché à 20% de son chiffre d'affaires total.
- **Croissance de l'EBITDA courant.** L'objectif du Groupe est de générer un EBITDA courant 2019 de 220 à 235 millions d'euros, à taux de change constants par rapport à 2018, avec une marge d'EBITDA équivalente à celle de 2018, et de près de 400 millions d'euros en 2021, réparti de manière équilibrée entre les trois zones géographiques Europe - Afrique, Australie et Amériques. La grande majorité de l'EBITDA courant devrait être contribué par les activités solaire et éolienne du Groupe.

Ces objectifs reposent en partie sur le maintien d'une relative stabilité de la marge d'EBITDA courant du Groupe par rapport à la marge d'EBITDA courant du Groupe en 2018 pour les activités solaire et éolienne. Le Groupe s'attend à ce que ce maintien soit porté par la diminution des coûts moyens O&M en solaire et éolien, l'impact de projets solaires à rendement énergétique plus élevé dans des pays comme le Mexique et l'Argentine où les ressources solaires sont plus importantes et la part croissante des revenus de marché à plus forte marge dans la composition du chiffre d'affaires du Groupe, le tout permettant de compenser la diminution prévue des prix moyens par MWh. En ce qui concerne l'activité de batterie indépendante, malgré sa part grandissante, le Groupe s'attend à ce que cette activité reste limitée en volume et plus volatile en termes de résultat en raison de la nature même de son activité.

- Ratio de dette nette sur EBITDA courant.** Le Groupe s'attend à ce que sa stratégie de financement l'amène à un ratio de dette nette sur EBITDA courant d'environ 8,0x d'ici la fin 2021. Ce niveau de levier reflète le financement que le Groupe estime nécessaire pour financer les dépenses d'investissement décrites ci-dessus, ainsi que ses objectifs d'EBITDA courant 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 document 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). Cela reflète également l'impact attendu de l'augmentation de la part de ses projets incorporant des revenus de marché, étant donné que les niveaux de levier acceptés par les banques sont généralement moindres pour ces projets. Cet objectif suppose un ratio de levier moyen d'environ 80-85% du capital investi, sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe mise en place pour le financement de ses projets, qu'elle soit senior ou junior selon le cas. La perspective de 8,0x est basée sur les attentes du Groupe en matière de dette nette et d'EBITDA courant au, et pour l'exercice qui sera clos le, 31 décembre 2021 (c'est-à-dire incluant les projets financés en opération pendant moins d'une année complète ou encore en construction). Sur une base *run-rate*, reflétant une année complète d'EBITDA courant de tous les projets financés, le ratio dette nette sur EBITDA courant correspondant à l'objectif de 8,0x du Groupe serait inférieur.
- Capacité d'autofinancement.** D'ici 2021, l'objectif du Groupe est de générer des flux de trésorerie suffisants pour lui permettre de financer, à partir de ses propres flux de trésorerie disponibles pour le remboursement de ses emprunts en compte courant et les distributions de dividendes à ses actionnaires (se référer à la Section 7.3.8.2 « Dividendes distribués au cours des trois derniers exercices » du présent document), les apports en fonds propres nécessaires pour financer, avec le financement de projets, des projets représentant 400 - 500 MW supplémentaires de capacité par an. D'ici la fin 2021, le Groupe s'attend à pouvoir générer davantage de projets que les 400 - 500 MW qu'il peut financer grâce à ses flux de trésorerie.

Le Groupe peut décider de lever des capitaux propres supplémentaires afin de financer des augmentations de capacité plus importantes ou de vendre certains projets afin soit de financer une capacité supplémentaire soit de distribuer des dividendes aux actionnaires.

## 2.3.2 CHIFFRE D'AFFAIRES CONSOLIDÉ DU 1<sup>ER</sup> TRIMESTRE 2019

	31 mars 2019	31 mars 2018	Var.
<b>Données opérationnelles</b>			
Capacité en opération (MW) <sup>(1)</sup>	1 509	1 110	+399
Capacité en opération et en construction (MW) <sup>(1)</sup>	2 646	1 778	+868
Production du trimestre (GWh)	698	489	+43%
<b>Données financières (M€) <sup>(2)</sup></b>			
Solaire	26,1	11,8	+122%
Eolien	28,9	28,5	+1%
Biomasse	5,8	5,5	+6%
Stockage	4,2	3,5	+21%
Autres	0,3	0,0	N/A
<b>Chiffre d'affaires consolidé</b>	<b>65,2</b>	<b>49,3</b>	<b>+32%</b>
Dont ventes d'énergies sous contrat	56,1		
Dont ventes d'énergies sur le marché	7,8	48,3 <sup>(3)</sup>	
Dont autres produits	1,3	1,0	+38%

(1) Capacité brute intégrant les participations dans des projets où Neoen est minoritaire : Cestas (228 MWc) et Seixal (8,8 MWc).

(2) Données financières non auditées.

(3) Le groupe a revu la présentation de son chiffre d'affaires lors de l'établissement des comptes annuels 2018. La segmentation « ventes d'énergies sous contrat / sur le marché » n'est pas disponible sur le premier trimestre 2018.

## ÉLÉMENTS OPÉRATIONNELS

La progression très dynamique de l'activité de Neoen est majoritairement liée à la contribution sur le trimestre d'actifs mis en service au cours de l'exercice 2018 et, dans une moindre mesure, à l'entrée en opération de nouvelles centrales au premier trimestre 2019.

Les parcs en opération ont produit près de 700 GWh d'électricité verte sur le trimestre (+43% par rapport au 1er trimestre 2018) avec un taux de disponibilité moyen proche de 99% (contre 98% au 1er trimestre 2018), illustrant la capacité du Groupe à optimiser l'utilisation de ses actifs de production.

## ÉLÉMENTS FINANCIERS

La croissance du chiffre d'affaires du Groupe sur le trimestre résulte avant tout de la très forte progression des ventes d'énergie solaire (+122% par rapport au 1er trimestre 2018), segment qui représente désormais 40% du chiffre d'affaires consolidé.

Le segment éolien fournit sur le trimestre la première contribution au chiffre d'affaires de Neoen. La relative stabilité de cette contribution par rapport au premier trimestre 2018 est conforme aux anticipations

du Groupe : l'impact positif associé à la mise en service de nouveaux parcs, particulièrement en 2018, a en effet été neutralisé par une diminution anticipée du prix moyen capté. Par ailleurs, la centrale biomasse du Groupe confirme sa capacité à opérer à plein régime, avec des revenus s'élevant à 5,8 millions d'euros.

Enfin, le segment stockage affiche un chiffre d'affaires de près de 4,2 millions d'euros, en croissance de plus de 20%, sous l'effet notamment de conditions de marché favorables tant pour la vente de services réseaux (FCAS) que pour l'activité d'arbitrage.

## CONFIRMATION DES PERSPECTIVES DE CROISSANCE

Compte tenu des réalisations du premier trimestre 2019, le Groupe confirme ses perspectives pour l'année 2019. Il s'attend ainsi à réaliser, à taux de change constants par rapport à 2018, un EBITDA compris entre 220 et 235 millions d'euros avec une marge d'EBITDA équivalente à celle de 2018. Neoen confirme par ailleurs son objectif d'atteindre une capacité de plus de 5 GW en opération et en construction à fin 2021 – capacité dont la totalité sera en opération à fin 2022 – et un EBITDA proche de 400 millions d'euros en 2021.

## 2.4 AUTRES INFORMATIONS

### 2.4.1 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

**En janvier 2019**, Neoen a annoncé la mise en service de la première tranche de Corbas. Affichant une capacité totale de 16 MWc, Corbas est le plus important projet d'ombrières de France. Les panneaux solaires vont permettre de protéger des intempéries les véhicules neufs présents sur le site. Les riverains ont été associés au financement. En l'espace de quatre semaines, ils ont apporté 1,2 million d'euros au projet sous forme de financement participatif, ce qui en fait la collecte la plus importante et la plus rapide pour financer un projet solaire en France selon les termes proposés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

**En février 2019**, Neoen a conclu un nouveau programme de financement en dette senior d'un portefeuille de projets solaires et éoliens français. Ce programme est dimensionné pour atteindre une centaine de millions d'euros. La Caisse d'Épargne CEPAC, en tant qu'arrangeur des crédits, coordinateur et agent des prêteurs a structuré le financement, Bpifrance et la BEI en sont les partenaires financiers.

Également **en février 2019** et six mois après l'annonce de la signature d'un contrat d'achat de l'électricité produite par Google, Neoen a bouclé le financement de Hedet, projet éolien de 81 MW situé en Finlande. KfW IpeX et SEB apportent la dette senior du projet (66,5 millions d'euros). Hedet sera le 1<sup>er</sup> projet de Neoen à être mis en service en Finlande, pays dans lequel la société compte accélérer son développement.

**En mars 2019**, Neoen a remporté une capacité agrégée de 45 MWc lors du dernier appel d'offres gouvernemental pour les centrales solaires au sol (dit CRE 4.5 – Commission de régulation de l'énergie). Ces 45 MWc se décomposent en 5 projets détenus à 100% par Neoen. Ces 5 projets lauréats se trouvent dans les départements du Tarn-et-Garonne, de la Moselle, de la Meurthe-et-Moselle, de l'Allier et des Landes. Trois d'entre eux feront appel à un financement participatif local. Deux d'entre eux participeront à la réhabilitation de sites dégradés. Enfin, trois projets devraient voir leur construction lancée dès cette année.

Également **en mars 2019**, Neoen a signé le financement de son projet El Llano au Mexique. Bancomex, Natixis et Société Générale apporteront la dette senior du projet dont l'investissement total hors coûts du financement s'élève à 280 millions de dollars US. Ce parc photovoltaïque de 375 MWc, intégralement développé par Neoen, est à ce jour la centrale la plus puissante de son portefeuille d'actifs. Ce projet a été lauréat en novembre 2017 du 3<sup>e</sup> appel d'offres public mexicain portant sur les énergies renouvelables. Avec un contrat de vente de l'électricité produite à moins de 19 dollars par MWh, il est l'un des projets solaires les plus compétitifs au monde.

**Fin mars 2019**, Neoen a annoncé le lancement de la construction du parc photovoltaïque de Miremont, en Haute-Garonne. Situé sur une ancienne gravière, ce projet de 10 MWc va participer à la réhabilitation du site. Il devrait être mis en service dès le mois de juillet de cette année.

À l'issue du Conseil d'administration du **17 avril 2019**, Neoen a annoncé la nomination de Monsieur Romain Desrousseaux en qualité de Directeur général délégué.

Monsieur Romain Desrousseaux est salarié de la Société et ses fonctions au titre de son contrat de travail sont des fonctions distinctes de celles que lui confère son mandat social. Au titre de son contrat de travail, Monsieur Romain Desrousseaux est Directeur général adjoint en charge du développement des projets à l'international, et à ce titre, il est notamment en charge du développement à l'international d'installations de production d'énergie d'origine renouvelable. Sa nomination en qualité de Directeur général délégué lui permettra de compléter ses attributions opérationnelles existantes en lui donnant le pouvoir de représenter la Société (et ses filiales) vis-à-vis des tiers, sous réserve de l'autorisation du Président-directeur général et/ou du Conseil d'administration pour certaines opérations conformément aux règles internes.

Dans ce contexte, il a été décidé de ne pas rémunérer Monsieur Romain Desrousseaux au titre de son mandat social, et de maintenir son

contrat de travail dont il poursuit activement les fonctions distinctes de celles de son mandat social. Le Conseil d'administration du 17 avril 2019 a validé le principe de conditionner la rémunération variable au titre du contrat de travail de Monsieur Romain Desrousseaux, qui était jusqu'à présent purement discrétionnaire, à l'atteinte de certains critères quantitatifs et qualitatifs et autorisé le Président-directeur général à négocier avec Monsieur Romain Desrousseaux l'avenant à son contrat de travail. Cette négociation est actuellement en cours. La signature dudit avenant, qui a vocation à porter seulement sur la part variable de la rémunération de Monsieur Romain Desrousseaux, fera l'objet d'une autorisation préalable du Conseil d'administration en tant que convention réglementée. La rémunération fixe au titre du contrat de travail de Monsieur Romain Desrousseaux n'a pas été modifiée à l'occasion de sa nomination en tant que directeur général délégué.

Le contrat de travail de Monsieur Romain Desrousseaux comporte une clause de non-concurrence, conformément aux pratiques de l'entreprise à l'égard d'une grande majorité des salariés (y compris tous les cadres dirigeants). Sa durée est de douze (12) mois, étant précisé que la Société a la faculté d'y renoncer pendant cette période, la rémunération versée en contrepartie de cet engagement serait au plus égale à un tiers de la rémunération mensuelle fixe brute perçue à la date de cessation des relations contractuelles.

Enfin, il n'est pas prévu que Monsieur Romain Desrousseaux perçoive, que ce soit au titre de son contrat de travail ou au titre de son mandat social, des indemnités de départ.

**Fin avril 2019**, Neoen a annoncé que Monsieur Louis-Mathieu Perrin deviendra le nouveau directeur financier du Groupe à partir du 2 mai 2019. Monsieur Louis-Mathieu Perrin est membre du Comité exécutif de la Société. Après cinq ans en audit et conseil financier, Louis-Mathieu rejoint en 2006 Pictet Asset Management, où il exerce successivement les fonctions d'analyste puis d'Investment manager. Il intègre en 2009 EY, où il devient directeur associé, et intervient notamment auprès d'acteurs du secteur de l'énergie et des services aux collectivités. En 2014, il est nommé directeur administratif et financier du groupe Direct Energie, poste qu'il occupe durant près de quatre ans, avant de partir chez Voodoo, dans des fonctions similaires. Il rejoint Neoen en 2019 en tant que directeur administratif et financier. Monsieur Louis-Mathieu Perrin est diplômé de Sciences Po Paris.

**Le 17 mai 2019**, le Groupe a cédé la participation de 100% qu'il détenait dans le capital de la société Biomasse Energie de Montsinéry spécialisée dans le développement, la construction et l'opération de centrales biomasse.

## 2.4.2 AUTRES INFORMATIONS RELATIVES À LA SOCIÉTÉ MÈRE NEOEN S.A.

### 2.4.2.1 ACTIVITÉS

Neoen S.A., société mère, est spécialisée dans le développement, le financement et l'exploitation de moyens de production d'électricité à partir de l'énergie renouvelable.

Elle détient elle-même des sociétés holding intermédiaires pour chaque filière (éolien, solaire, stockage et biomasse) et/ou pour certaines zones géographiques. Par ailleurs, Neoen Production 1 et Neoen Production 2 ont été créées pour porter les projets en construction et en opération et ceux pour lesquels les financements ont été mis en place dans l'objectif de lever de la dette mezzanine.

Par l'intermédiaire de l'ensemble de ces holdings intermédiaires, Neoen S.A. détient de manière générale 100% des sociétés porteuses des projets, sauf exceptions présentées ci-après.

### 2.4.2.2 COMMENTAIRES SUR L'ACTIVITÉ DE NEOEN S.A.

#### Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'établit à 50,7 millions d'euros au 31 décembre 2018, en hausse de +14,7 millions d'euros par rapport à 2017. Ceci s'explique principalement par la hausse des prestations de développement au titre des nouveaux projets, en particulier en Australie (Bulgana, Coleambally et Numurkah), en France (Pays Chaumontais, Pays de l'Auxois, Le Camp, Chassepain, Champs d'amour), et au Salvador (Providencia).

#### Résultat net

Le résultat net s'élève à 9,4 millions en progression de +0,9 million d'euros *i.e.* +11% par rapport à 2017.

## 2.4.2.3 TABLEAU DES RÉSULTATS DES 5 DERNIERS EXERCICES

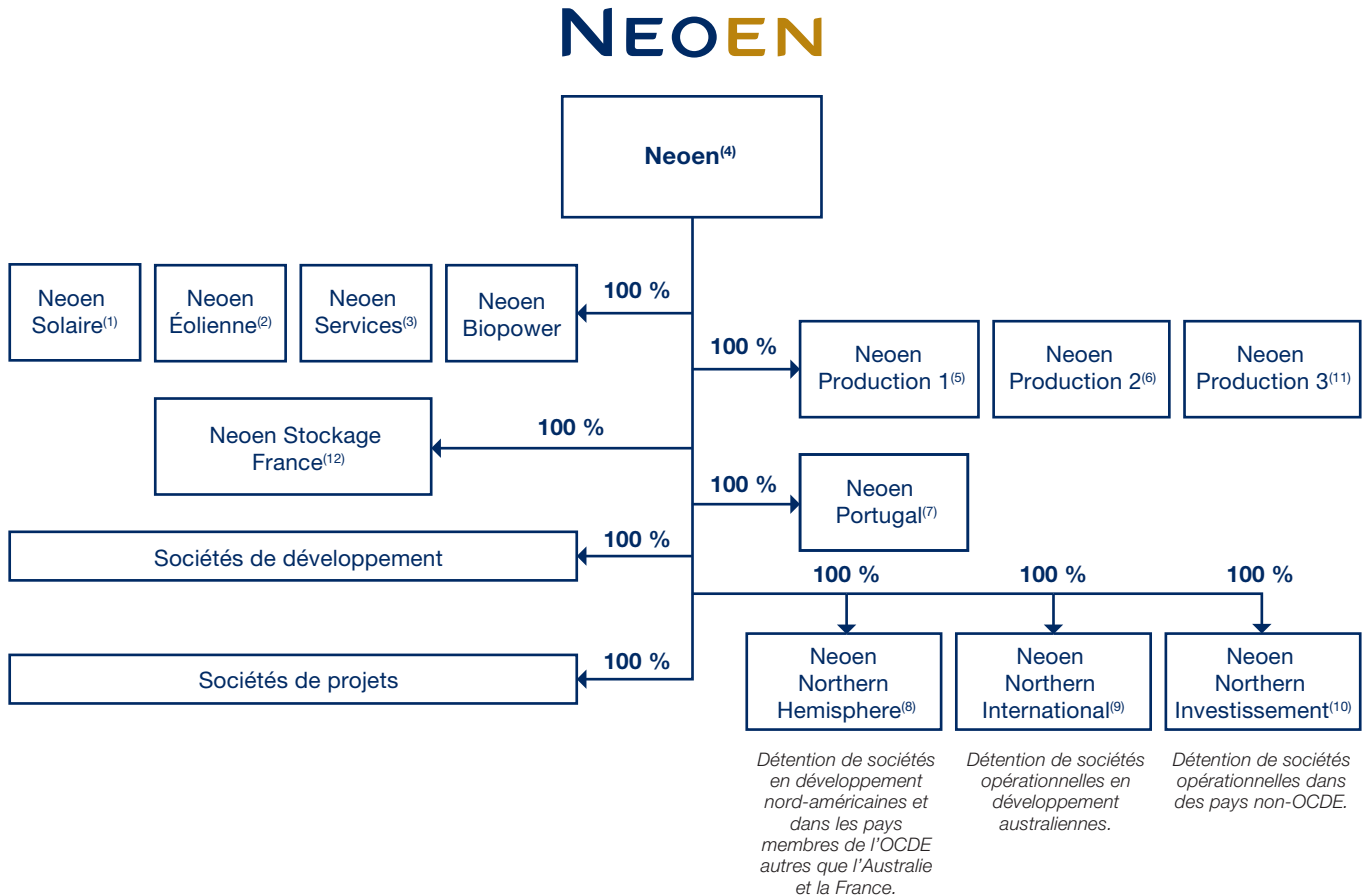
Montants (en euros)	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
<b>I. Situation financière en fin d'exercice</b>					
a) Capital social <sup>(1)</sup>	169 914 996	107 964 140	105 907 569	85 817 968	81 249 138
b) Nombre d'actions composant le capital social <sup>(1)</sup>	84 957 498	107 964 140	105 907 569	85 817 968	81 249 138
Nombre d'actions émises à 1 euro de valeur nominale	830 000	2 056 571	20 089 601	4 568 830	12 965 000
Nombre d'actions émises à 2 euros de valeur nominale	30 560 428				
c) Nombre d'obligations convertibles en actions	-	-	-	-	-
<b>II. Résultat global des opérations effectives</b>					
a) Chiffre d'affaires hors taxe	50 730 202	36 059 479	29 042 188	20 381 310	11 600 475
b) Bénéfices avant impôt, amortissements et provisions	14 522 194	8 865 932	7 940 932	1 733 217	1 069 040
c) Impôts sur les bénéfices	(3 149 163)	56 956	(914 856)	13 630	67 479
d) Bénéfices après impôts, amortissements et provisions	9 376 196	8 468 865	7 469 673	1 121 127	1 074 944
e) Montant des bénéfices distribués	-	-	-	-	-
<b>III. Résultat des opérations réduit à une seule action</b>					
a) Bénéfice après impôt, mais avant amortissements et provisions	0,13	0,08	0,07	0,02	0,01
b) Bénéfice après impôt, amortissements et provisions	0,11	0,08	0,07	0,01	0,01
c) Dividende versé à chaque action		-	-	-	-
<b>IV. Personnel</b>					
a) Nombre de salariés	90	79	71	50	47
b) Montant de la masse salariale	7 943 796	6 406 270	5 746 228	4 892 221	4 251 225
c) Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux (sécurité sociale, œuvres, etc.)	4 207 081	4 056 982	3 197 396	2 679 759	2 251 384

(1) Le 1<sup>er</sup> octobre 2018, la société a procédé à un regroupement d'actions sur le principe d'une action nouvelle valant deux actions anciennes. La valeur nominale de l'action étant portée de 1 euro à 2 euros.



2.4.2.4 STRUCTURE DU GROUPE

L'organigramme simplifié ci-après présente l'organisation juridique du Groupe à la date du présent document de référence. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital et des droits de vote.



À la date du présent document de référence :

- (1) Neoen Solaire détient directement ou indirectement, en France, 68 sociétés de projets en développement et 4 en opération.
- (2) Neoen Éolienne détient directement en France 25 sociétés de projets en développement et une société en construction et une participation minoritaire dans une société en développement.
- (3) Neoen Services détient directement 11 sociétés de projets en développement en France et des participations minoritaires dans 16 sociétés de projets en développement et 2 sociétés en construction à l'international.
- (4) Neoen détient directement 15 sociétés de projets en développement et 3 en opération en France. Par ailleurs, Neoen détient également directement 14 sociétés de projets en développement et des participations minoritaires dans 1 société de projets en développement (détenues par le Groupe) à l'international.
- (5) Neoen Production 1 détient directement 12 sociétés de projets en opération en France et 1 société de développement.
- (6) Neoen Production 2 détient directement ou indirectement 2 sociétés de projets en construction (dont 1 en Jamaïque), 5 sociétés en développement et 87 sociétés de projets en opération. Parmi elles, Neoen Production 2 détient des participations minoritaires dans certaines des sociétés de projets créées dans le cadre du projet de parc solaire de Cestas.
- (7) Neoen Portugal détient directement, au Portugal, 2 sociétés de projets en opération.
- (8) Neoen Northern Hemisphere détient directement ou indirectement 2 sociétés de projets en développement et 2 sociétés de projets en construction ainsi que 4 sociétés de développement à l'international et une participation minoritaire dans une société en développement.
- (9) Neoen International détient principalement directement ou indirectement des sociétés opérationnelles et de développement australiennes et irlandaises, ainsi que quelques sociétés de projets à l'international dont 15 en développement, 6 en opération (le Groupe détient une participation minoritaire dans l'une des sociétés de projets en opération) et 6 en construction.
- (10) Neoen Investissement détient directement ou indirectement à l'international 7 sociétés de projets en développement, 2 sociétés de développement et 2 sociétés en construction.
- (11) Neoen Production 3 détient directement 1 société de développement et indirectement 9 sociétés en construction.
- (12) Neoen Stockage France détient directement 2 sociétés en développement.

### (i) Neoen S.A., la société mère

Neoen S.A., société anonyme de droit français, a été initialement constituée et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris le 29 septembre 2008, sous le numéro 508 320 017 sous forme de société par actions simplifiée. Ses actions ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris le 17 octobre 2018. Elle est contrôlée par son principal actionnaire décrit à la Section 7.3 « Actionnariat » du présent document.

Elle détient elle-même des sociétés holding intermédiaires pour chaque filière (éolien, solaire, stockage et biomasse) et/ou pour certaines zones géographiques.

Par ailleurs, Neoen Production 1 et Neoen Production 2 ont été créées pour porter les projets en construction et en opération et ceux pour lesquels les financements ont été mis en place dans l'objectif de lever de la dette mezzanine.

Par l'intermédiaire de l'ensemble de ces holdings intermédiaires, Neoen S.A. détient de manière générale 100% des sociétés porteuses des projets, sauf exceptions présentées ci-après.

### (ii) Filiales importantes

#### Sociétés holding intermédiaires

**Neoen Solaire** est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 509 319 257, au capital de 37 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Solaire détient principalement des sociétés qui portent des projets photovoltaïques du Groupe en phase de développement situés en France.

**Neoen Éolienne** est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 509 212 585, au capital de 37 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Éolienne détient des sociétés qui portent des projets éoliens du Groupe en phase de développement situés en France.

**Neoen Stockage France** est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 845 212 406, au capital de 2 500 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Stockage France a été immatriculée en janvier 2019 et détient des projets de stockage en France.

**Neoen Biopower** est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 511 780 215, au capital de 37 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Biopower détient 51% de la société Biomasse Energie de Commeny (BEC), société exploitant la centrale biomasse de Commeny, les 49% restant étant détenus par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC).

**Neoen International** est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 789 991 635, au capital de 100 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen International détient principalement des sociétés qui portent des projets photovoltaïques, éoliens et de stockage d'électricité du Groupe situés en Australie, en Irlande et en Jamaïque.

**Neoen Northern Hemisphere** est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 828 197 798, au capital de 20 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Northern Hemisphere détient actuellement,

directement ou indirectement, deux sociétés de projets en développement aux États-Unis d'Amérique et des sociétés qui portent des projets photovoltaïques, éoliens et de stockage d'électricité du Groupe situés dans les pays membres de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) autres que l'Australie et la France (États-Unis d'Amérique, Mexique, Finlande).

**Neoen Investissement** est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 820 556 074, au capital de 20 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Investissement détient les sociétés qui portent les projets photovoltaïques et éoliens du Groupe situés dans des pays qui ne sont pas membres de l'OCDE (Zambie, Argentine).

**Neoen Services** (anciennement Poweo ENR) est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 492 690 821, au capital de 51 210 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Services a été acquise par le Groupe en septembre 2011 et détient des participations minoritaires dans certaines sociétés de projets contrôlées par le Groupe, ainsi que des sociétés de projets développées par Poweo ENR et acquises avec cette dernière en 2011.

**Neoen Production 1** est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 799 259 429, au capital de 10 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Production 1 a réalisé une émission obligataire verte (*green bonds*) en octobre 2015 et détient des projets en opération et qui ont été financés par les produits de cette émission obligataire.

**Neoen Production 2** est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 824 735 559, au capital de 2 500 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Production 2 a réalisé une émission obligataire verte (*green bonds*) en décembre 2017 et détient principalement, directement ou indirectement, des sociétés qui portent des projets qui ont dépassé le stade du développement et qui ont été financés par les produits de cette émission obligataire.

**Neoen Production 3** est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 523 207 207, au capital de 2 500 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Production 3 détient des projets français qui ont dépassé le stade de développement et qui ont bénéficié d'un financement bancaire.

#### Sociétés de projets

Ces sociétés portent les projets du Groupe. Elles ont été constituées ou, dans une moindre mesure, acquises par le Groupe aux fins de détenir les actifs solaires, éoliens, biomasse ou de stockage du Groupe et portent généralement l'endettement relatif aux projets (sans recours sur la Société, sauf exception limitée dans le temps).

Le Groupe détient généralement l'intégralité du capital et des droits de vote de ces sociétés de projets. Ce principe fait toutefois l'objet d'exceptions, telles que, à titre d'exemples :

- pour certaines des sociétés de projets du parc solaire de Cestas, composé de 25 centrales d'une capacité de 12 MW chacune (soit un total de 300 MW) détenues par 25 sociétés de projets, dont seulement six sont détenues intégralement par le Groupe, deux autres étant détenues à hauteur de 32% et dix-sept autres à

hauteur de 20%, étant précisé que le Groupe bénéficie d'options pour acquérir les participations non détenues en 2045 ;

- la société Biomasse Energie de Commentry (BEC) qui a pour objet l'exploitation de la centrale de cogénération biomasse de Commentry située en France et dont la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) détient 49% du capital et des droits de vote ;
- pour certaines sociétés de projets situées à l'étranger :
  - Bangweulu Power Company Limited, ayant pour objet l'exploitation d'une centrale solaire située en Zambie dans laquelle la société Industrial Development Corporation (IDC) détient indirectement 19,65% du capital et des droits de vote, au travers de sa filiale West Lunga Power Company. Les 80,35% restants du capital et des droits de vote sont détenus par Zambian Sunlight One S.A.S., elle-même détenue par Neoen Investissement et First Solar Investment Holdco One LLC, à hauteur respectivement de 68,70% et 31,30% du capital et des droits de vote,
  - Hornsdale Wind Farm 1, 2 et 3, ayant pour objet l'exploitation du parc éolien situé à Hornsdale en Australie, dans lesquelles la société John Laing détient respectivement 30%, 20% et 20% du capital et des droits de vote,
  - CSNSP 441 ayant pour objet l'exploitation d'une centrale solaire située à Seixal au Portugal dans laquelle la société EOS détient 50% du capital et des droits de vote,
  - Eight Rivers Energy Company Limited (EREC) ayant pour objet notamment l'exploitation d'une centrale solaire située en Jamaïque dans laquelle la société MPC et Madame Angella Rainford détiennent indirectement, par l'intermédiaire de différentes entités et notamment la société EREC Investment Limited, 50% du capital et des droits de vote, moins une action,
  - Blue Mahoe Energy Company Limited, une société ayant pour objet notamment le développement, la construction et l'exploitation d'installations solaires en Jamaïque dans laquelle Madame Angella Rainford détient indirectement 25% du capital et des droits de vote,
  - Central Solar Metoro SA, société ayant pour objet notamment l'exploitation d'une centrale solaire située au Mozambique dans laquelle la société Electricidade de Moçambique (EDM) détient 25% du capital et des droits de vote,
  - Hedet Vindpark AB et Björkliden Vindpark AB, sociétés ayant pour objet notamment l'exploitation d'installations éoliennes en Finlande dans lesquelles la société Prokon Finland détient indirectement 19,9% du capital et des droits de vote, et
  - BNRGN Kerdiffstown Limited, BNRGN Milvale Limited, BNRGN Hortland Limited, BNRGN Hilltown Limited, BNRGN Ballyduff Limited, BNRGN Johnston North Limited, BNRGN Dunmurry Limited, BNRGN Finnis Limited et BNRGN Mothel Limited, sociétés ayant pour objet notamment le développement, la construction et l'exploitation de centrales solaires en Irlande dans lesquelles la société BNRG détient indirectement 50% du capital et des droits de vote.

### (iii) Acquisitions et cessions récentes de filiales

#### Acquisitions

Dans le cadre de son activité de développement de projets, le Groupe acquiert occasionnellement des sociétés porteuses de projets solaires ou éoliens, généralement à un stade intermédiaire de

développement plutôt que déjà développés par des tiers. À ce titre, depuis 2017, ont notamment été réalisées les acquisitions suivantes :

- en janvier 2017, le Groupe a fait l'acquisition de la société Bulgana Holding Pty Ltd, porteuse du projet de ferme éolienne « Bulgana » d'une capacité de 194 MW à la date d'acquisition, dans l'État australien de Victoria ;
- en août 2017, le Groupe a fait l'acquisition de 95% des parts sociales de la société La Puna Solar S.R.L (anciennement Fieldfare Argentina II S.r.L) porteuse du projet de ferme solaire « La Puna » d'une capacité de 100 MW à la date d'acquisition, dans la Province de Salta en Argentine. En juin 2018, le Groupe a acquis les 5% de parts sociales restantes et la détient depuis à 100% ;
- en mai 2018, le Groupe a fait l'acquisition de 80,1% des parts sociales de la société Hedet Vindpark AB porteuse du projet de ferme éolienne « Hedet » d'une capacité d'environ 75 MW à la date d'acquisition et du projet de ferme éolienne « Björkliden » d'une capacité d'environ 29 MW à la date d'acquisition, en Finlande ;
- alors qu'il détenait 80% des actions de la société Altiplano Solar S.A porteuse du projet de ferme solaire « Altiplano » d'une capacité de 100 MW à la date d'acquisition, dans la province de Salta en Argentine, le Groupe a acquis les 20% d'actions résiduelles en juillet 2018 pour la détenir à 100%.

Par ailleurs, bien que le développement du Groupe ait été réalisé principalement par voie de croissance organique, le Groupe a eu recours, dans une moindre mesure, à des opérations de croissance externe.

#### Cessions et liquidations

Dans le cadre de sa gestion courante, bien que le Groupe ait vocation à détenir sur le long terme les projets qu'il développe, il procède parfois à la rationalisation de son portefeuille de projets.

Au cours des exercices 2017 et 2018, le Groupe a été amené à céder certaines participations en raison de considérations financières ou stratégiques :

- le 10 février 2017, le Groupe a cédé la participation de 60% qu'il détenait dans le capital de la société GenSun, spécialisée dans la conception, la construction, l'opération et le maintien des centrales solaires en France et à l'international (qui elle-même détenait GenSun PVS et Genwind) ;
- le 13 août 2018, le Groupe a cédé la participation de 100% qu'il détenait directement dans le capital de la société CS Manosque Ombrière, spécialisée dans le développement et l'exploitation d'ombrières photovoltaïques ;
- le 30 septembre 2018, le Groupe a cédé la participation de 100% qu'il détenait directement dans le capital de la société SASU PV Melissa qui est propriétaire et exploitante en titre d'une centrale solaire en France ;
- le 26 décembre 2018, le Groupe a cédé la participation de 50% qu'il détenait directement dans le capital de la société jordanienne Peacock for Technical Consulting, dont l'objet était la réalisation de trois projets solaires en Jordanie (projets que le Groupe a décidé d'arrêter).

Enfin, les sociétés Neoen Services Panama et Neoen Panama ont fait l'objet d'une liquidation volontaire en juin et décembre 2017, respectivement. La société Neoen Egypt Solar 1 a également été liquidée en décembre 2018.

#### Participations et Joint-Ventures

Pour une présentation des participations détenues par le Groupe, se référer à l'annexe 1 des Notes aux États Financiers Annuels.

Pour une présentation des *joint-ventures* constituées par le Groupe, se référer à l'annexe 1 des Notes aux États Financiers Annuels.

En 2017 et en 2018, aucun accord de *joint-venture* n'a été conclu par le Groupe.

### 2.4.2.5 DÉLAIS DE PAIEMENT CLIENTS ET FOURNISSEURS

#### Article D. 441 I.-1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu

	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
<b>(A) Tranches de retard de paiement</b>						
Nombre de factures concernées	35	28	12	4	55	99
Montant total des factures concernées TTC <sup>(1)</sup>	2 060 940	3 612 432	473 657	(108 601)	(211 234)	3 766 254
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	6,5%	11,4%	1,49%	-0,34%	-0,67%	11,88%
<b>(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes litigieuses ou non comptabilisées</b>						
Nombre de factures exclues		0				
Montant total des factures exclues		0				
<b>(C) Délais de paiement référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 443-1 du Code de commerce)</b>						
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement		30 jours date de facture				

(1) Les montants négatifs correspondent aux situations suivantes :

- prélèvements dont les factures seront reçues sur l'exercice 2019 ;
- avances fournisseurs/appels de fonds.

#### Article D. 441 I.-2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu

	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
<b>(A) Tranches de retard de paiement</b>						
Nombre de factures concernées	1	3	12	4	9	28
Montant total des factures concernées TTC <sup>(1)</sup>	(368 118)	8 176 370	912 574	137 595	893 494	10 120 033
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice	-0,53%	11,73%	1,31%	0,2%	1,28%	14,51%
<b>(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes litigieuses ou non comptabilisées</b>						
Nombre de factures exclues		0				
Montant total des factures exclues		0				
<b>(C) Délais de paiement référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 443-1 du Code de commerce)</b>						
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement		30 jours date de facture				

(1) Les montants négatifs correspondent aux situations suivantes :

- prélèvements dont les factures seront reçues sur l'exercice 2019 ;
- avances fournisseurs/appels de fonds.

### 2.4.2.6 SANCTIONS PÉCUNIAIRES

Néant.

### 2.4.2.7 DÉPENSES SOMPTUAIRES

Les loyers des véhicules de tourisme considérés comme des charges non déductibles s'élèvent à 73 804 euros pour l'exercice 2018.

### 2.4.2.8 RÉINTÉGRATION DE FRAIS GÉNÉRAUX SUITE À REDRESSEMENT FISCAL

Néant.

## 2.4.3 SALARIÉS

### 2.4.3.1 ÉVOLUTION DES EFFECTIFS<sup>(1)</sup>

Au 31 décembre 2018, l'effectif du Groupe était de 184 salariés dans le monde, contre 134 salariés au 31 décembre 2017, soit une augmentation de 37,3%.

L'évolution des effectifs du Groupe au cours des deux derniers exercices s'établit comme suit :

Effectif total	31 décembre	
	2018	2017
Monde	184	134
dont France	103	80

Les salariés du Groupe sont employés par diverses filiales de la Société, situées principalement en France, en Australie, au Mexique, en Argentine, au Salvador, au Portugal, au Mozambique, aux États-Unis, en Zambie, en Finlande et en Jamaïque.

Au 31 décembre 2018, la répartition par pays des 184 salariés du Groupe était la suivante :

Effectif par pays	31 décembre 2018	
France		103
Australie		43
Mexique		10
Argentine		4
Salvador		7
Portugal		4
Mozambique		2
États-Unis		2
Zambie		4
Finlande		3
Jamaïque		2
<b>TOTAL</b>		<b>184</b>

### Embauches

Le nombre d'embauches au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018 s'établit comme suit :

Nombre d'embauches	31 décembre	
	2018	2017
Monde	77	49
dont France	38	17

La part des embauches dans l'effectif global aux 31 décembre 2017 et 2018 ressort respectivement à 36,6% et 41,8%.

### Départs

Le nombre de départs au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018 s'établit comme suit :

Effectif total	31 décembre	
	2018	2017
Monde	27	26
dont France	15	15

La part des départs dans l'effectif global aux 31 décembre 2017 et 2018 ressort respectivement à 19,4% et 14,7%.

### 2.4.3.2 RÉPARTITION DES EFFECTIFS

#### Répartition des effectifs par activité

Au 31 décembre 2018, les salariés se répartissent de la façon suivante entre les différentes activités du Groupe :

Répartition des effectifs par activité	31 décembre 2018	
	Monde	Dont France
Direction	5	5
Support	5	1
Juridique-Ressources Humaines	8	7
Développement	68	33
Finances	34	20
Financement	19	17
Achats	4	3
Construction	17	8
Expertise technique	4	3
Biomasse	2	2
O&M	18	4
<b>TOTAL</b>	<b>184</b>	<b>103</b>

#### Répartition des effectifs par type de contrat

La répartition des effectifs par type de contrat aux 31 décembre 2017 et 2018 s'établit comme suit :

Répartition des effectifs par type de contrat	31 décembre	
	2018	2017
Contrats à durée indéterminée	177	130
Contrats à durée déterminée	7	4
<b>TOTAL</b>	<b>184</b>	<b>134</b>

(1) Les données chiffrées de cette section correspondent aux effectifs physiques des salariés (y compris des salariés dont le contrat de travail est suspendu), hors consultants, stagiaires, VIE, intérimaires. Ces nombres ont été retraités des effectifs de la société Gensun, cédée début 2017 par le Groupe.



## Répartition des effectifs par catégorie professionnelle

La répartition des effectifs par catégorie aux 31 décembre 2017 et 2018 s'établit comme suit :

Répartition des effectifs par catégorie professionnelle	31 décembre	
	2018	2017
Cadres	173	125
Techniciens et agents de maîtrise	7	8
Employés	4	1
<b>TOTAL</b>	<b>184</b>	<b>134</b>

## Répartition des effectifs par tranche d'âge

La répartition des effectifs par tranche d'âge aux 31 décembre 2017 et 2018 s'établit comme suit :

Répartition des effectifs par tranche d'âge	31 décembre	
	2018	2017
25 ans et moins	13	10
26-35 ans	99	69
36-45 ans	53	39
46 ans et plus	19	16
<b>TOTAL</b>	<b>184</b>	<b>134</b>

## Répartition des effectifs par genre

La répartition des effectifs par genre aux 31 décembre 2017 et 2018 s'établit comme suit :

Répartition des effectifs par genre	31 décembre	
	2018	2017
Femmes	55	38
dont femmes non-cadres	3	4
dont femmes cadres	52	34
Hommes	129	96
<b>TOTAL</b>	<b>184</b>	<b>134</b>

## 2.4.3.3 POLITIQUE DE RESSOURCES HUMAINES

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. Dans ce cadre, le Groupe encourage vivement la mobilité internationale de ses collaborateurs. À titre illustratif, à la date du présent document de référence, plus de 17 salariés ayant été embauchés par une société du Groupe ont ensuite rejoint à titre temporaire ou définitif une autre société du Groupe.

### Égalité de traitement et promotion de la diversité

#### Mesures prises en faveur de l'égalité entre les femmes et les hommes

Au 31 décembre 2018, les femmes et les hommes représentent respectivement 29,9% et 70,1% du personnel du Groupe. À compétences égales, le Groupe veille à assurer un recrutement tendant à permettre une répartition égalitaire entre les femmes et les hommes. Néanmoins, dans la mesure où la majorité des profils recrutés sont des ingénieurs et où cette profession reste encore majoritairement composée d'hommes, cela se reflète dans la répartition des salariés du Groupe entre les femmes et les hommes.

#### Mesures prises en faveur de la diversité et de la lutte contre les discriminations

Dans le cadre de ses recrutements, Neoen favorise la diversité parmi ses collaborateurs ainsi qu'en témoigne la composition de son personnel qui comprend des salariés venant d'horizons très variés et aux nombreuses nationalités (environ 23 à la date du présent document de référence).

#### Mesures prises en faveur de l'insertion des personnes handicapées

Aucun des employés du Groupe ne souffre de handicap.

Afin de réaliser certaines prestations, Neoen a recours à des prestations réalisées par des Établissements et Services d'Aide par le Travail au sein desquels travaillent des personnes en situation de handicap.

## Politique de rémunération

Le montant de la rémunération brute versée par le Groupe (hors charges sociales patronales) au titre des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018 s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	31 décembre	
	2018	2017
Rémunération	13 250	9 996

## Relations sociales

La Société et les filiales du Groupe sont soumises à des exigences légales et réglementaires différentes en matière de représentation du personnel en fonction des États dans lesquelles elles sont situées. Le Groupe se conforme aux obligations locales en matière de représentation du personnel et de représentation syndicale.

À titre d'exemple, au sein de la Société, la représentation du personnel est assurée depuis 2015 par une délégation unique du personnel qui, dans le prolongement de la réforme instituée par la loi dite Rebsamen du 17 août 2015, exerce les fonctions habituellement dévolues aux délégués du personnel, au Comité d'entreprise et au Comité d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail. Les membres de la délégation unique du personnel se réunissent avec l'employeur tous les deux mois, dont une fois par trimestre afin de traiter des sujets relevant des attributions du Comité d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail.

Le Groupe considère avoir des relations satisfaisantes avec ses salariés et leurs représentants.

## Formation

Les actions de formation mises en œuvre par la Société pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018 s'établissent comme suit :

	31 décembre	
	2018	2017
Nombre de salariés formés	50	31 <sup>(1)</sup>
Nombre total d'heures de formation	1 002	1 050
Montant consacré à la formation (en euros, hors taxes)	56 080	44 700

(1) La donnée du nombre de salariés formés en 2017 est passée de 44 à 31 en raison de l'évolution de l'indicateur retenu. Celui retenu dans le document de base de la Société correspondait au nombre de formations suivies alors que celui dans le présent document correspond au nombre de salariés formés.

Les actions de formation réalisées par la Société portent principalement sur les domaines suivants : la sécurité (en particulier les formations en vue de l'obtention de l'habilitation hauteur et de l'habilitation électrique), les formations d'adaptation au poste de travail, afin de permettre aux salariés de s'adapter aux nouveaux outils mis en place (telles que les formations relatives aux nouveaux outils de comptabilité ou de validation de factures) et les formations de développement des compétences, telles que les formations linguistiques.

# 03

## FACTEURS DE RISQUES

3.1	RISQUES ET INCERTITUDES	120	3.2	ASSURANCES ET GESTION	
3.1.1	Risques relatifs aux activités du Groupe	120		DES RISQUES	137
3.1.2	Risques relatifs au secteur des énergies renouvelables	129	3.2.1	Assurances	137
3.1.3	Risques de marché	135	3.2.2	Gestion des risques	139



## 3.1 RISQUES ET INCERTITUDES

### 3.1.1 RISQUES RELATIFS AUX ACTIVITÉS DU GROUPE

#### 3.1.1.1 RISQUES RELATIFS AUX PROJETS ET AUX INSTALLATIONS DU GROUPE

##### 3.1.1.1.1 Risques relatifs au développement, à la construction et à la maintenances installations du Groupe

###### **Les activités de développement de projets du Groupe sont soumises à des incertitudes**

Au 31 décembre 2018, le *pipeline* de projets en développement du Groupe était composé de 139 projets à divers stades de développement (projets *tender-ready* et *advanced development*, hors projets *early stage*). Les projets en cours de développement sont souvent complexes et de grande envergure et sont soumis à des incertitudes importantes, de sorte que le Groupe pourrait ne pas être en mesure de les achever comme prévu, voire de ne pas les achever du tout.

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, le financement de 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.

Les difficultés rencontrées par le Groupe au cours des phases de développement des projets sont susceptibles d'engendrer des retards ou des coûts supplémentaires qui pourraient rendre les projets moins compétitifs qu'initialement prévu. 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 générer les retours sur investissements projetés. 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, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le rythme de croissance du Groupe, ses perspectives et ses résultats.

###### **Le Groupe pourrait ne pas être en mesure de mener ses projets en construction à leur terme**

Une fois qu'un contrat de vente d'électricité et un financement ont été obtenus, le projet reste soumis à des risques pendant la phase de construction, tenant notamment à l'ingénierie, aux équipements ou à la bonne exécution de ses obligations par le prestataire EPC (. Au 31 décembre 2018, les projets en construction (« *under construction* ») du Groupe représentaient 764 MW.

L'incapacité 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, en raison du non-respect de certaines étapes ou encore des retards ou des coûts plus élevés que ceux initialement prévus, qui peuvent ne pas être intégralement couverts ou encadrés de manière adéquate par les garanties, les clauses d'indemnisation ou les assurances EPC. L'éligibilité du projet à certains tarifs réglementés peut être compromise ou perdue si les installations ne sont pas mises en service dans les délais convenus, et des contentieux longs et coûteux peuvent survenir entre le Groupe et les parties qui ont pris part au développement, à la construction et au financement du projet.

Lorsque le Groupe s'engage à réaliser des dépenses d'investissement pour la construction d'un projet, il attend un possible recouvrement de ces coûts. Toutefois, le Groupe ne peut garantir qu'un projet sera achevé et entrera en phase d'opération commerciale. Si les efforts du Groupe ne permettent pas de parvenir à l'achèvement du projet, il pourra être contraint d'abandonner le projet en construction et de déprécier les frais engagés dans le cadre de ce projet. Par ailleurs, une gestion inefficace de la construction ou de l'opération est susceptible d'entraîner des retards ou des dépassements de coûts imprévus en ce qui concerne l'achèvement de ces projets, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière ou ses résultats.

###### **Le fait de s'appuyer sur des contractants tiers expose le Groupe à des risques**

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, 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, le Groupe pourrait subir des atteintes à sa réputation, en plus d'être exposé à des risques de sanctions pénales ou de responsabilité civile significatives. 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.

Plus généralement, la défaillance d'un prestataire EPC dans l'exécution de ses obligations, et notamment les délais de construction, ou des difficultés financières de ce prestataire, peu(ven)t entraîner des répercussions importantes. En particulier, des retards de mise en service peuvent significativement impacter les résultats du Groupe de l'année en cours et, au-delà d'une certaine date, les contrats de vente d'électricité peuvent être résiliés en raison de leurs dates limites strictes pour la mise en service des centrales. Par ailleurs, dans la mesure où les prestataires EPC sont, dans une large majorité de cas, retenus pour fournir les services O&M, une fois la construction de l'installation achevée, en raison de leur compréhension des aspects techniques et des caractéristiques de l'équipement et de l'installation, une défaillance du prestataire EPC peut avoir un impact durable sur la centrale. Si un prestataire EPC devait se retirer d'un contrat EPC ou d'un projet, la nécessité de recourir à un prestataire différent pour assurer les services O&M pourrait générer des retards, des coûts supplémentaires ainsi que des difficultés logistiques.

En outre, les prestataires EPC peuvent être défaillants dans l'exécution de leurs engagements de garantie, en raison de difficultés financières ou autres, en ce qui concerne les niveaux de performance des équipements prévus dans les contrats EPC ou O&M. Dans ce cas, le Groupe peut ne pas être en mesure d'achever la construction du projet, comme initialement anticipé, si la performance opérationnelle de ses installations tombe en dessous du niveau contractuellement garanti, ce qui pourrait engendrer des défauts



contractuels ou contraindre le Groupe à constituer un compte de réserve (maintenance reserve account), qui consiste en une réserve de liquidités (d'un montant potentiellement significatif) mises de côté pour couvrir les dépenses liées au projet.

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 peut être limité, 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 efficaces à des prix et conditions conformes aux attentes du Groupe.

Toute défaillance des prestataires EPC clés dans l'exécution de leurs obligations, ou l'incapacité du Groupe à gérer efficacement les risques liés au recours à des cocontractants pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

**La survenance d'un cas significatif de responsabilité non intégralement couvert par les polices d'assurances, pourrait avoir une incidence défavorable sur l'activité du Groupe, sa situation financière, ses flux de trésorerie et ses résultats**

La production d'électricité comporte des activités dangereuses, y compris l'opération d'équipements rotatifs volumineux et de systèmes de livraison d'électricité aux réseaux de transport et de distribution. Outre les risques naturels, les aléas (tels que les incendies, les explosions et les équipements défectueux) sont des risques inhérents aux activités du Groupe, pouvant résulter de l'inadéquation des procédures internes, de défauts technologiques, d'erreurs humaines ou d'événements extérieurs. Ces dangers sont susceptibles de causer des blessures graves voire mortelles, des dommages graves, la destruction de biens, d'installations et d'équipements, ainsi que l'interruption de l'opération. La survenance de l'un de ces événements est susceptible d'entraîner l'ouverture d'une enquête à l'encontre du Groupe, la nécessité d'adopter des mesures correctives, des dommages-intérêts significatifs y compris pour des dommages corporels et environnementaux, des amendes et/ou des pénalités ainsi qu'un manque à gagner en raison de la suspension de l'opération des activités.

En outre, bien que le Groupe obtienne des garanties de la part de ses fournisseurs et impose à ses cocontractants de respecter certains niveaux de performance, les indemnisations au titre de ces garanties de performance peuvent ne pas être suffisantes pour compenser la perte de chiffre d'affaires du Groupe, l'augmentation des dépenses et des coûts de financement ou les paiements des dommages-intérêts liquidés dans l'hypothèse où le Groupe subirait une défaillance de ses équipements ou une inexécution de ses cocontractants ou fournisseurs.

Les dommages ou pertes non couverts par les garanties du prestataire peuvent être couverts par le recours à l'assurance, mais cela n'est pas systématique, car ils peuvent être en dehors du périmètre de la garantie des polices d'assurance applicables, ou être considérés comme tels par les assureurs. Par exemple, en ce qui concerne la centrale biomasse de Commentry, le Groupe a eu des désaccords avec les assureurs du projet au sujet de la couverture des dommages causés à l'équipement ainsi que sur la perte de temps d'opération au cours de la construction et de l'opération de l'installation. Des discussions sont en cours en vue d'une résolution commerciale du différend dans des conditions satisfaisantes pour le Groupe et le groupement Areva-LLT d'un côté et l'assureur (RSA) de l'autre, à défaut de quoi le Groupe se réserve la possibilité de faire

valoir toutes les voies de droit, y compris contentieuses, qui s'offriront à lui le moment venu.

Il n'est pas garanti que la couverture d'assurance du Groupe sera suffisante pour couvrir les pertes prévues ou potentielles résultant d'événements assurables, ou encore que la couverture d'assurance sera applicable aux dommages que le Groupe pourrait subir dans le cadre de ses activités.

De plus, dans certains cas, le dédommagement reçu de la compagnie d'assurance concernée pourrait être réduit. La survenance d'événements donnant lieu à des réclamations auprès des assureurs peut à son tour entraîner l'adoption de mesures de préventions supplémentaires, comme l'augmentation de la sécurité et/ou des primes d'assurance, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la rentabilité des installations. En outre, le Groupe ne peut garantir que les renouvellements de ses polices d'assurance seront effectués aux mêmes conditions que les polices existantes ou qu'il sera en mesure de souscrire des assurances à des conditions normales et acceptables pour couvrir son activité et ses installations de manière appropriée.

Enfin, le Groupe peut être affecté indirectement par des risques découlant de la survenance de sinistres significatifs dans le secteur des énergies renouvelables.

Ainsi, à la suite à une série de sinistres intervenus notamment dans le domaine des barrages ainsi que plusieurs sinistres résultants de catastrophes naturelles en Amérique latine, certains syndicats de Lloyds et assureurs ont annoncé lors du dernier congrès de l'Association pour le Management des Risques et des Assurances de l'Entreprise, un retrait du marché des énergies renouvelables ainsi qu'une possible augmentation des primes d'assurance en matière de construction en 2019 ou en 2020.

Chacun des risques mentionnés ci-dessus pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière ou ses résultats.

**L'entretien et la rénovation des installations de production d'électricité comportent des risques significatifs qui pourraient entraîner des interruptions imprévues, une réduction de la production et des dépenses d'investissements non anticipées**

L'opération des installations du Groupe comporte des risques de pannes et défaillances de l'équipement ou 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, y compris les prolongations d'interruptions programmées en raison de défaillances mécaniques 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 hausse des coûts d'exploitation et d'entretien, qui 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, ou pourraient même constituer un cas de défaut au titre d'un contrat de vente d'électricité entraînant sa résiliation. De plus, les équipements et composants essentiels peuvent ne pas toujours être immédiatement disponibles en cas de besoin, ce qui est susceptible d'entraîner des temps d'arrêts non négligeables et retarder la reprise de l'exploitation de l'installation, impliquant un manque à gagner qui pourrait ne pas être intégralement compensé par les clauses pénales incluses 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.

Des dépenses d'investissement plus élevées que prévu peuvent être rendues nécessaires à la suite de l'évolution des lois et règlements en matière environnementale, de santé et de sécurité (y compris des changements dans leur interprétation ou leur application), de réparations nécessaires des installations ou d'événements

imprévus (tels que des catastrophes naturelles ou humaines ou attaques terroristes).

Toute défaillance imprévue, notamment en cas de pannes, d'interruptions forcées ou de dépenses d'investissement non prévues, pourrait entraîner une diminution de rentabilité des projets et/ou compromettre la capacité des sociétés de projets à rembourser leur endettement ou à conserver le bénéfice d'un contrat de vente d'électricité, à remplir d'autres obligations et à effectuer des distributions et pourrait avoir une incidence défavorable significative sur la trésorerie et la situation financière du Groupe.

### 3.1.1.2 Risques relatifs au financement des installations du Groupe

**Le Groupe dépend, pour le développement et la construction de ses installations d'énergies renouvelables, des accords de financement obtenus auprès de différentes sources, en particulier le financement de projets 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 75% à 85% des coûts du projet pour les projets dans des pays de l'OCDE, entre 65% et 75% pour les projets hors pays de l'OCDE et peuvent descendre à 60% voire 40% pour les projets à forte exposition marchande. Au 31 décembre 2018, l'encours de dettes bancaires du Groupe s'élevait à 1 229 millions d'euros au titre de financements de projets, auxquels s'ajoutaient 262 millions d'euros de financements obligataires de projets (essentiellement « mezzanines »), liés à des installations de production d'énergie.

Dans certaines conditions ou sur certains marchés, notamment en cas de conditions générales défavorables du marché du crédit, le Groupe peut rencontrer des difficultés pour obtenir un financement pour ses projets en temps voulu et à des conditions permettant une rentabilité satisfaisante des projets, des montants de dette suffisants, ou même pour obtenir un financement. Ce risque est accru dans des périodes de hausse des taux de marché, à moins que le Groupe ne parvienne à répercuter la hausse du coût de financement sur les tarifs de ses contrats de vente d'électricité. Néanmoins, la marge de manœuvre du Groupe pourrait être limitée par différents facteurs dont par exemple la concurrence d'acteurs pouvant bénéficier d'autres sources de financement moins coûteuses (par exemple, les groupes qui vendent des participations dans des projets).

Le décalage entre la réponse à l'appel d'offres et la signature du contrat de vente d'électricité, d'une part, et la signature du contrat de financement (qui peut dépasser un an), d'autre part, crée également un risque de compression des marges dans un environnement haussier de taux. Par ailleurs, le financement peut être soumis à des conditions contraignantes qui augmentent les coûts d'exploitation et réduisent la valeur des projets.

En outre, 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 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.

En outre, dans les marchés moins matures sur lesquels le Groupe développe son *pipeline* de projets, sa capacité à négocier des financements pour des projets d'énergies renouvelables à des conditions compétitives est davantage limitée en raison de contraintes réglementaires ou des conditions de marché, imposant soit de s'associer avec un nombre limité de prêteurs potentiels, soit

de mettre en place un partenariat avec une banque de développement. Une concurrence réduite entre les prêteurs est susceptible d'entraîner une augmentation des coûts de financement. Ces prêteurs peuvent également être en mesure d'imposer des conditions de financement moins favorables.

Dans certains cas, en particulier dans les pays non-membres de l'OCDE, 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 de problèmes politiques. Dans certains pays, le Groupe est souvent tenu de fournir des garanties financières ou des dépôts pour participer aux procédures d'appels d'offres. Dans la mesure où les banques qui fournissent de telles garanties exigent des contre-garanties, le Groupe peut être contraint de tirer sur ses lignes de crédit pour répondre à ces exigences sans assurance que l'offre du Groupe sera retenue.

Si le Groupe n'est pas en mesure de négocier des financements ou si ces financements ne sont disponibles qu'à des conditions défavorables, le Groupe pourrait être dans l'incapacité de construire certains de ses projets en *pipeline* ou serait seulement en mesure de construire ces projets à des conditions moins rentables. Des difficultés rencontrées dans l'obtention de financements à des conditions attractives ou l'incapacité à gérer les risques de liquidité et les autres risques liés aux garanties financières et dépôts accordés dans le cadre d'appels d'offres ou plus généralement en cas de dépenses d'investissement imprévues au cours de la période précédant la constatation du chiffre d'affaires au titre d'un projet, pourraient avoir une incidence significative défavorable sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

**Le Groupe présente un niveau de levier élevé et supporte un niveau significatif d'endettement sans recours lié aux projets, ce qui pourrait affecter sa souplesse opérationnelle et, dans un scénario de crise, avoir une incidence défavorable significative sur sa situation financière**

Dans le cadre du financement de ses projets, le Groupe utilise un effet de levier important lui permettant de limiter son apport en fonds propres. En ce sens, au 31 décembre 2018, le ratio de levier du Groupe, défini comme le rapport entre sa dette nette et son EBITDA courant (calculé sur la période des 12 derniers mois) était de 5,9x. Les objectifs à moyen terme du Groupe, y compris son objectif de ratio dette nette/EBITDA, supposent un ratio de levier financier d'environ 80-85% du capital investi en tenant compte de tous les financements, qu'ils soient seniors, subordonnés ou corporate. 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. 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 possible hausse de taux de marché

ou une exigence plus élevée d'apport de fonds propres par les prêteurs, notamment du fait d'une proportion plus grande de vente aux prix de marché de l'électricité produite par un projet), ce qui impliquerait une exposition plus importante de ses actionnaires pour répondre aux besoins en capitaux propres du Groupe.

Au 31 décembre 2018, l'endettement financier consolidé du Groupe atteignait 1 690,7 millions d'euros, dont 1 492 millions d'euros de dettes de financement de projets contractées par les sociétés de projets ou par des holdings intermédiaires et 16,1 millions d'euros de financements corporate contractés par la Société qui ne sont pas destinés au financement des projets. Les 182,5 millions d'euros restants correspondent (après application de la norme IFRS 16) à des dettes locatives (96,9 millions d'euros), aux avances en compte courant octroyées aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires (45,3 millions d'euros) et à des instruments de couverture (40,3 millions d'euros). Pour une description de l'endettement du Groupe, se référer à la Section 2.2.1. « Endettement du Groupe » du présent document. L'endettement de chaque société de projet du Groupe contracté pour le montant du projet est sans recours sur la Société et les autres entités situées hors du périmètre du financement spécifique, sauf exceptions isolées et temporaires comme par exemple une garantie octroyée par la Société pendant la période précédant la mise en service du projet Altiplano 200 en Argentine, prévue pour le 1er trimestre 2020.

Cela signifie que l'endettement est 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 que 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.

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 minimum 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).

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 leur créance à partir des revenus produits par les installations, avant que le Groupe ne soit autorisé à recevoir une quelconque distribution de la part 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.

### **La documentation de financement des projets du Groupe comporte un certain nombre de covenants dont le non-respect pourrait entraîner des cas de défaut au titre de la dette projets**

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 et juridictions. 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 composante marchande forte), et le maintien d'un « debt service reserve account ». Certains contrats de financement imposent des ratios minimum de fonds propres par rapport à l'endettement. 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 pourrait 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 ainsi 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, 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 2018, les DSCR minimums et/ou les ratios minimum de fonds propres/dette étaient respectés par les sociétés du Groupe, hormis les deux cas de non-respect de DSCR minimums mentionnés ci-dessous :

- Concernant la centrale éolienne d'Auxois Sud, des arrêts ont été réalisés en fin d'année 2018 afin de permettre la construction d'une extension (centrale du « Plateau de l'Auxois Sud ») entraînant une perte de revenu équivalente à 2 mois de production, ce qui a abaissé le DSCR en-dessous du déclenchement du seuil de défaut. Cet événement reste de nature exceptionnelle et ne reflète en rien une moindre performance de la centrale ;
- Concernant la centrale éolienne Champs d'Amour, celle-ci a été pénalisée, pour sa première année d'opération, par des ressources éoliennes plus faibles couplées à la montée en charge de la production plus lente que prévue sur les premiers mois d'opération. Cette conjonction a négativement déplacé le DSCR en-dessous du seuil de déclenchement du défaut.

À la date du présent document, le Groupe a entamé des discussions avec les créanciers prêteurs dans le but d'obtenir des waivers à ces cas de non-respect de DSCR minimums. Ces discussions ont abouti à un accord des prêteurs sur les termes des waivers proposés par le Groupe, qui restent à ce jour en attente de signature formelle. Le Groupe n'anticipe donc pas de difficultés significatives dans la conclusion de ces waivers.



### 3.1.1.1.3 Risques relatifs à la vente de l'électricité produite par les installations du Groupe

**La rentabilité et, dans de nombreux cas, le financement des projets d'énergie renouvelable du Groupe dépendent de la sécurisation préalable de contrats de vente d'électricité. Le Groupe pourrait ne pas être en mesure d'obtenir ces contrats de vente d'électricité à des conditions permettant une rentabilité ou une rentabilité suffisante des projets**

La valeur et la viabilité des projets d'énergies renouvelables du Groupe dépendent 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. Au 31 décembre 2018, plus de 80% de la capacité sécurisée du Groupe (en MW) faisait l'objet des contrats de vente d'électricité post-procédures publiques d'appels d'offres (ou à guichet ouvert) ou « a été remportée post-procédure publique ».

Ces 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.

Par conséquent, si des entreprises concurrentes sont prêtes à accepter des marges inférieures à celles du Groupe, ou réalisent des analyses moins rigoureuses de la rentabilité des projets, une pression sur les marges peut s'instaurer, ce qui pourrait rendre plus difficile pour le Groupe la possibilité de remporter des appels d'offres, ou de remporter des appels d'offres à des prix permettant une rentabilité suffisante du projet.

Dans certains cas, les procédures d'appels d'offres peuvent être annoncées avant que le Groupe ou ses partenaires commerciaux locaux n'aient disposé d'un temps suffisant pour développer des projets pouvant être utilisés aux fins de présenter une offre.

Par ailleurs, certaines procédures sont assorties de conditions relatives à des engagements locaux ou de critères autres que le prix de l'offre que le Groupe pourrait ne pas être en mesure de respecter.

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, il ne pourra généralement pas assurer le financement de ces projets ou ne pourra obtenir des financements qu'à des conditions désavantageuses. Dans de telles hypothèses, 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 d'appels d'offres futurs, mais il ne peut garantir que de nouvelles procédures auront lieu ou qu'il les remportera. Une telle situation peut conduire le Groupe 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 au projet immobilisés au bilan seront abandonnés et une charge correspondante sera comptabilisée dans le compte de résultat du Groupe, ce qui pourrait affecter les perspectives de croissance du Groupe, ainsi que ses résultats.

Enfin, 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. Pour plus d'informations, se référer à « Le Groupe est exposé au risque de prix sur les marchés de gros » ci-dessous. L'incapacité du Groupe à négocier de tels contrats à long terme pourrait générer une volatilité accrue des bénéfices et des flux de trésorerie du Groupe ou entraîner des pertes substantielles (ou une dépréciation de ses installations) dans le futur, ce qui pourrait avoir une incidence

défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

**Le Groupe est exposé au risque de prix sur les marchés de gros de l'électricité**

Le Groupe est exposé au risque de prix sur les marchés de gros de l'électricité (marché *spot*), en ce compris les prix des certificats verts ou tout autre instrument spécifique d'un marché donné (par exemple, les *large-scale generation certificates* ou *LGCs* en Australie), sur lesquels il vend une partie de l'électricité produite par ses installations. Le Groupe génère des revenus liés à la vente d'électricité sur le marché actuellement dans les situations suivantes :

- dans certains cas où le Groupe estime que les prix de marché de gros de l'électricité (marché *spot*) seront supérieurs au prix d'un contrat de vente d'électricité long terme, le Groupe cherche à aménager la date d'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité de façon à bénéficier d'une période initiale durant laquelle il pourra vendre l'électricité sur le marché *spot* ;
- dans d'autres cas, le contrat de vente d'électricité ne couvre qu'une partie de la production d'électricité estimée du projet, ce qui permet au Groupe de vendre le surplus sur le marché *spot* ;
- enfin, pour des raisons de timing et de stratégie, le Groupe peut exceptionnellement décider de construire un projet avant la conclusion d'un contrat de vente d'électricité qu'il compte obtenir et de vendre au prix du marché *spot* toute production réalisée avant la conclusion ou l'entrée en vigueur de ce contrat.

Dans chacun de ces cas ainsi que dans toutes les configurations qui pourront se produire à l'avenir où le Groupe sera amené à vendre sur le marché l'électricité qu'il produit, le Groupe est ou sera exposé au risque de diminution du prix de marché de l'électricité. En 2018, les revenus de marché se sont élevés à 27,8 millions d'euros, soit 12,2% du chiffre d'affaires total du Groupe. La politique actuelle du Groupe (susceptible d'évoluer à l'avenir) est de maintenir une exposition de marché en dessous du seuil de 20% de son chiffre d'affaires annuel.

Les prix de gros de l'électricité présentent généralement une forte volatilité, sont très spécifiques à un marché donné et dépendent de nombreux facteurs, tels que le niveau de la demande, l'heure, la disponibilité et le coût de production de la capacité disponible pour répondre à la demande, ainsi que de la structure des marchés de gros, ce qui comprend notamment les règles définissant l'ordre dans lequel la capacité de production est répartie et les 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 ou l'énergie nucléaire, pourrait entraîner une diminution du prix de gros de l'électricité. Pareillement, 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 (tels que des changements dans l'intégration de l'allocation du transport ou encore des changements liés à l'échange de l'électricité et à la tarification du transport) pourraient également avoir un impact sur les prix de l'électricité. 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 quantité de 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.

Le marché de gros de l'électricité a déjà connu des périodes, et pourrait à l'avenir connaître de nouveaux épisodes, de volatilité des prix. Les prix de l'électricité ont connu de fortes baisses sur certains marchés ces dernières années et une période de prix et de marges initialement élevés peut rapidement être suivie d'une période de diminution des prix. Plus généralement, en l'absence de contrat pour différence (*contract for difference*) ou de dispositif équivalent, un projet qui vend tout ou partie de son électricité sur le marché de gros aura généralement une source de revenus moins prévisible que les projets pour lesquels 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'un projet exposé aux prix de marché réduit aussi le pourcentage du financement d'un projet par endettement.

Enfin, le Groupe génère des produits à partir de la vente de certificats d'énergie renouvelable ou encore certificats verts (*large-scale generation certificates* ou *LGCs*) qu'il obtient en produisant de l'électricité en Australie dans le cadre de ses projets éoliens et photovoltaïques. Il vend ensuite ses *LGCs* soit dans le cadre de forfaits groupés avec l'électricité vendue 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 *LGCs*. Dans ces derniers cas, le Groupe est exposé au risque de diminution ou de volatilité des prix des *LGCs* sur les marchés. En 2018, les revenus liés à la vente de *LGCs* se sont élevés à 48,2 millions d'euros, soit 21,1% du chiffre d'affaires total du Groupe.

Une baisse du prix de marché de l'électricité ou des *LGCs* pourrait avoir une incidence défavorable sur l'attractivité financière des nouveaux projets et la rentabilité des installations du Groupe dans la mesure où une partie de leur production d'électricité ainsi qu'une partie des *LGCs* sous-jacents sont vendues sur le marché. L'impact sur les résultats d'exploitation et la situation financière du Groupe pourrait être significatif, selon l'étendue de l'exposition de marché (à savoir, les ventes sur le marché *spot* ou les ventes de *LGCs*) de son portefeuille.

#### **Certains contrats de vente d'électricité du Groupe l'exposent au risque d'inflation**

Certains contrats de vente d'électricité du Groupe conclus pour ses projets en portefeuille ne comportent pas de stipulations prévoyant une augmentation de prix en fonction de l'inflation ou comportent des stipulations ne permettant que partiellement des augmentations de prix en fonction de l'inflation. Même si les devises dans lesquelles les contrats de vente d'électricité du Groupe sont libellés (euros, dollars américains et dollars australiens) ont connu une inflation limitée ces dernières années, ces devises pourraient connaître une inflation accrue à l'avenir.

Si les pays dans lesquels le Groupe est implanté venaient à connaître des taux d'inflation plus élevés, les coûts d'exploitation du Groupe dans ces pays pourraient augmenter, et le Groupe pourrait ne pas être en mesure de générer un chiffre d'affaires suffisant au titre de ses

contrats de vente d'électricité sans dispositif d'ajustement de prix pour compenser les effets de l'inflation, ce qui pourrait peser sur sa rentabilité et, dans des cas extrêmes, sa capacité à respecter les *covenants* financiers au titre des contrats de financement de projets.

#### **La résiliation d'un contrat de vente d'électricité ou des défauts de paiement par les contreparties pourraient avoir une incidence défavorable sur l'activité du Groupe**

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 d'acheteurs privés.

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. La perte de certains contrats de vente d'électricité importants par suite d'une résiliation, en particulier concernant les installations les plus importantes du Groupe, pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

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.

Même lorsque le Groupe obtient de telles garanties étatiques, le garant peut ne pas, ou ne plus présenter, une notation de crédit « investment grade ». Au 31 décembre 2018, les quatre premiers acheteurs du Groupe, qui représentaient ensemble 77% de sa capacité en opération (en MW), bénéficiaient tous 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 en résultant, malgré la localisation de ses installations dans différentes zones géographiques. Ces risques peuvent s'accroître lorsque l'économie mondiale ou les économies régionales connaissent des périodes de volatilité.

En outre, aussi longtemps que les acheteurs de l'électricité produite par le Groupe seront 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 à la Section 3.1.3.3 du présent document.

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 pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.



### 3.1.1.2 RISQUES RELATIFS À L'ORGANISATION ET À LA STRATÉGIE DU GROUPE

#### L'internationalisation des activités du Groupe et son expansion sur des marchés émergents l'exposent à des risques juridiques, politiques, opérationnels et autres qui pourraient avoir une incidence défavorable sur ses opérations et sa rentabilité

Le Groupe exploite actuellement des parcs solaires, des parcs éoliens, des installations de stockage d'électricité et une installation biomasse, principalement en France et en Australie, ses marchés principaux dans lesquels il a réalisé plus de 90% de son chiffre d'affaires en 2018, et dans une moindre mesure, des parcs solaires sur des marchés sélectionnés en Europe, en Amérique latine et en Afrique. Il prévoit d'étendre considérablement ses opérations hors de France et d'Australie, en particulier en Amérique latine (marché dans lequel le Groupe a réalisé 7% de son chiffre d'affaires en 2018 mais qui constitue 28% des MW dans son portefeuille de projets sécurisés au 31 décembre 2018).

Les activités internationales existantes du Groupe et sa stratégie d'expansion l'exposent à un certain nombre de risques liés à la pénétration de nouveaux marchés et à la gestion de ses opérations internationales, notamment des risques d'ordre politique (comme la baisse des politiques publiques d'incitation au développement de l'énergie renouvelable), concurrentiel (comme la diminution des coûts de production des autres sources d'énergie par rapport à l'énergie photovoltaïque et éolienne sur les marchés locaux ou la favorisation de concurrents locaux, via des exigences plus importantes en termes de contenu local), juridiques (comme une exposition accrue à des différends ou des litiges ou une augmentation des contraintes juridiques et fiscales), relationnel (comme des difficultés à maintenir des relations avec des partenaires techniques, financiers et juridiques locaux) ou encore opérationnel (comme un accroissement de la charge de travail du management du Groupe ou une inadaptation des politiques et pratiques commerciales du Groupe aux marchés locaux). L'incapacité à gérer efficacement les risques liés à l'expansion internationale pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

Par ailleurs, les opérations actuelles et prévues du Groupe dans les pays émergents, en particulier en Amérique latine et en Afrique, exposent celui-ci à des risques spécifiques inhérents aux investissements et aux opérations sur des marchés émergents, et notamment :

- les pays émergents dans lesquels le Groupe opère ou envisage d'opérer se situent à divers stades de développement et pourraient subir d'importantes variations de leur performance économique, ainsi que des troubles politiques ou des mouvements sociaux, des guerres, des actes de terrorisme ou toute autre violence. Les niveaux de sécurité de certains marchés peuvent être réduits et le Groupe a connu de temps à autre des cas de vols ou de défaillances de sécurité sur ces marchés, ce qui peut également accroître le risque de défaillance ou insuffisance de l'infrastructure ;
- les gestionnaires de réseaux et autres contreparties clés dans certains marchés, en particulier concernant les marchés émergents, peuvent avoir une expérience limitée ou nulle en matière d'exigences techniques pour le développement et la construction d'installations d'énergie renouvelable et leur raccordement au réseau électrique. Cela pourrait entraîner des retards importants dans le développement et le non-respect de certaines étapes de développement, de construction et de mise en service ;
- les activités du Groupe sur les marchés émergents peuvent présenter des risques de pertes en cas d'expropriation, de nationalisation, de confiscation des biens et des avoirs, de restrictions aux investissements étrangers et de rapatriement des capitaux investis ;

- l'imposition de contrôles des changes ou une absence de devise étrangère acceptable dans un ou plusieurs des pays émergents dans lesquels le Groupe opère ou prévoit d'opérer pourrait entraîner des restrictions en matière de change de la monnaie locale en devise étrangère et le transfert de fonds vers l'étranger, ce qui pourrait limiter les versements en amont de dividendes à la Société ;
- certains pays émergents ont mis en œuvre des mesures pour encourager les investissements étrangers, notamment des avantages fiscaux, dont la suppression pourrait avoir un impact négatif sur les résultats du Groupe dans les pays en question ou sur la disponibilité ou le coût des financements de projets dans ces pays ;
- certains pays émergents pourraient imposer des limites, nouvelles ou supplémentaires, aux investissements directs étrangers, auquel cas le Groupe devrait faire face à des coûts supplémentaires ou aurait un accès limité aux financements de projets dont les conditions sont attractives ;
- les insuffisances des systèmes juridiques et des législations peuvent créer une certaine incertitude pour les investissements et les activités du Groupe dans certains pays, en raison de l'évolution des exigences qui pourrait s'avérer coûteuse ou imprévisible, des budgets limités des systèmes judiciaires, des interprétations judiciaires défavorables et/ou des systèmes réglementaires inadaptés ou incertains. Cela pourrait exposer le Groupe à davantage de risques concernant l'exécution des contrats et pourrait accroître le coût du financement, ou réduire le financement disponible, pour les projets du Groupe. Ces considérations ont conduit, et pourraient à l'avenir conduire, le Groupe à abandonner totalement certains projets ou marchés sans pouvoir récupérer intégralement ses investissements ; et
- le Groupe opère ou prévoit d'opérer dans certains pays dans lesquels la corruption peut être plus répandue que dans d'autres. Bien que le Groupe ait adopté une charte Neoen conçue 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. Tout manquement aux lois et règlements anti-corruption applicables pourrait se traduire par des amendes substantielles, des sanctions civiles ou pénales, et des atteintes à la réputation qui pourraient avoir une incidence défavorable sur le coût et la disponibilité du financement pour les projets.

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.

#### Le Groupe pourrait ne pas être en mesure de retirer les avantages escomptés de ses acquisitions

Le Groupe a principalement connu une croissance organique par le passé, mais a également acquis des participations dans des projets partiellement développés par des tiers, notamment l'installation photovoltaïque de Cestas en France, le parc éolien d'Hornsedale en Australie et plus récemment le projet éolien Hedet en Finlande. Le Groupe acquiert sélectivement des participations et certains projets quand il estime qu'il peut apporter une valeur ajoutée substantielle dans le développement d'une installation. Toutefois, rien ne garantit que les avantages qu'il espère tirer de telles acquisitions se concrétiseront.

Le Groupe peut découvrir, au cours du développement d'un projet et après l'avoir acquis, des difficultés ou des problèmes liés au projet, qui ont un impact négatif sur sa rentabilité et rendent difficile ou impossible son développement au coût et avec les rendements initialement escomptés. Ces problèmes pourraient obliger le Groupe à restructurer son investissement ou à abandonner l'ensemble du projet acquis, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur ses activités, sa situation financière et ses résultats.

De plus, le Groupe a déjà acquis et pourrait acquérir à l'avenir des sociétés opérant dans le secteur de l'énergie soit sur les marchés où il est déjà présent, soit sur ses marchés cibles.

Il peut arriver que des opportunités intéressantes se présentent en raison d'une conjoncture inhabituelle dans une région, de conditions dans le secteur de l'énergie renouvelable ou de circonstances particulières propres à un vendeur. Dans ces situations et d'autres, le Groupe peut être amené à agir rapidement au risque de perdre une opportunité. Les activités liées à ces acquisitions peuvent accaparer une partie de l'attention de la direction du Groupe et pourraient accroître l'effet de levier du Groupe. Les acquisitions futures peuvent être importantes et/ou complexes, et le Groupe peut ne pas être en mesure de les réaliser comme prévu ou ne pas être en mesure de les réaliser du tout. Rien ne garantit que le Groupe sera en mesure de négocier les accords requis, de surmonter toute opposition locale ou internationale et d'obtenir les licences, permis et financements nécessaires. De tels risques, ainsi que des évolutions politiques, pourraient entraver ou empêcher la réalisation de telles acquisitions. Même si le Groupe est en mesure de réaliser de telles acquisitions, leur succès et la performance au titre des accords connexes seront soumis à des risques supplémentaires, y compris les risques liés à l'opération dans les pays en développement et les risques liés aux évolutions juridiques et réglementaires. Les synergies attendues pourraient ne pas se concrétiser et le Groupe pourrait avoir des difficultés à intégrer les sociétés acquises. Le Groupe pourrait également être exposé à des passifs imprévus importants et à des problèmes affectant les sociétés cibles qu'il pourrait ne pas avoir identifiés dans le cadre de ses *due diligence*. Les coûts associés à ces passifs ou problèmes pourraient ne pas être entièrement couverts par les clauses d'indemnisation que le Groupe négocie dans le cadre de ses contrats d'acquisition. L'un des problèmes ou difficultés susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable significative sur la situation financière du Groupe et ses résultats.

#### **Le succès du Groupe dépend de sa capacité à retenir ses cadres clés et employés et à attirer et retenir de nouveaux employés qualifiés**

Le succès du Groupe et sa capacité à mener à bien ses objectifs de croissance, dépendent des cadres et employés qualifiés, notamment certains cadres du Groupe et des employés ayant une expertise particulière en matière de développement, de financement, d'ingénierie, de construction, d'opération et de maintenance de projets. Compte tenu de leur expertise dans l'industrie en général, de leur connaissance 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, l'ingénierie et le personnel du Groupe 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 mondiale, possédant l'expertise suffisante pour permettre au Groupe de compléter avec précision et en temps opportun ses exigences en matière d'analyse et de production de rapports. Il existe une concurrence importante 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 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. 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.

#### **Les activités du Groupe dépendent de son infrastructure informatique, et des retards ou des pannes, ou toute cyber-attaque potentielle, sur ses systèmes et réseaux informatiques pourraient avoir une incidence défavorable sur ses résultats**

L'activité du Groupe repose sur l'opération efficace et ininterrompue de son infrastructure informatique, qui comprend des systèmes informatiques complexes et sophistiqués, des systèmes de télécommunication, des systèmes de contrôle, de comptabilité et *reporting*, de traitement des données, d'acquisition et de surveillance des données. Le Groupe peut faire l'objet de défaillances informatiques et de 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. Ceux-ci peuvent être causés par des problèmes de mise à jour des systèmes, des catastrophes naturelles, des cyber-attaques, 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 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 créer 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 (axé sur la disponibilité, l'activité et l'efficacité de l'installation, la comptabilité et le *reporting*, la surveillance opérationnelle, la santé et la sécurité et le respect des lois et des règlements en matière d'environnement) pourrait entraîner une perte du chiffre d'affaires, le non-respect des obligations contractuelles, réglementaires ou fiscales, des exigences en matière de permis et donner lieu à des amendes et sanctions.

### 3.1.1.3 RISQUES COMPTABLES ET FINANCIERS RELATIFS À L'ACTIVITÉ DU GROUPE

#### **Une dépréciation de la valeur comptable des immobilisations incorporelles ou corporelles du Groupe aurait une incidence défavorable sur ses résultats et son bilan consolidés**

Les immobilisations corporelles acquises par le Groupe sont principalement composées des actifs de production détenus par le Groupe, généralement immobilisés à compter de l'entrée en construction d'un projet ou de sa date d'acquisition par le Groupe.

Dans une moindre mesure, les immobilisations corporelles comprennent d'autres immobilisations, telles que les terrains acquis par le Groupe pour la construction de ses installations ou les coûts de structuration lors de la mise en place des emprunts servant à financer les actifs jusqu'à la mise en service des projets. Les immobilisations incorporelles acquises par le Groupe sont principalement composées des coûts de développement activés se rattachant aux différents projets, immobilisés dès lors que les critères d'activation sont remplis. Les immobilisations corporelles et incorporelles s'élevaient à 1 703 millions d'euros et 122 millions d'euros respectivement au 31 décembre 2018.

Ces immobilisations sont initialement comptabilisées à leur coût ou à leur juste valeur et les immobilisations incorporelles et corporelles liées à des projets en opération sont amorties ou dépréciées sur leur durée de vie d'utilisation. Lorsque des indicateurs de perte de valeur sont disponibles, les immobilisations incorporelles et corporelles sont soumises à un test de dépréciation.

Lors de l'évaluation de la recouvrabilité des immobilisations, le Groupe formule des estimations et des hypothèses portant sur les ventes, les ressources climatiques, les taux d'intérêts, les prix des matières premières et les taux d'actualisation en fonction des budgets du Groupe, des *business plans*, des projections économiques, des flux de trésorerie prévisionnels du Groupe ainsi que des données du marché. Il existe des incertitudes inhérentes à ces facteurs et au jugement du management dans leur application. En règle générale, la juste valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles ou d'un groupe d'immobilisations est déterminée par actualisation des flux futurs de trésorerie générés par chaque groupe d'actifs.

Le Groupe pourrait être tenu d'évaluer la recouvrabilité de ses immobilisations incorporelles et corporelles dans un certain nombre de situations, notamment lors d'une diminution de la probabilité de réussite du développement du projet, d'une perturbation des activités, d'une baisse significative inattendue des résultats d'exploitation, d'une cession d'une composante importante de ses activités ou lorsqu'une mesure ou une décision défavorable est prise par une autorité de régulation. Les charges de dépréciation liées aux immobilisations incorporelles et corporelles pourraient affecter de manière significative les résultats financiers du Groupe au cours des périodes où elles sont comptabilisées. Si les conditions actuelles de l'économie mondiale venaient à se détériorer, ou si les politiques environnementales concernant l'énergie renouvelable devenaient défavorables, cela pourrait accroître le risque que le Groupe procède à la dépréciation de ses immobilisations incorporelles et corporelles.

#### **Le Groupe pourrait ne pas être en mesure de se couvrir pleinement ou efficacement contre l'exposition au risque de change**

Le Groupe se couvre généralement contre une éventuelle exposition au risque de change dans la mesure où certains de ses frais de développement de projets et, dans certains cas, les frais de construction de projets sont payés dans une devise autre que celle utilisée pour le financement de projet ou celle dans laquelle le Groupe perçoit ses produits d'exploitation. Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de change et de couverture, se reporter à la Section 3.1.3.2 du présent document. Toutefois, les procédures de gestion des risques mises en place par le Groupe à l'égard d'une telle couverture peuvent ne pas toujours être efficaces ou le protéger contre les fluctuations des taux de change comme prévu. En particulier, lorsqu'une exposition en devise étrangère n'est pas encore certaine, le Groupe peut décider de ne pas couvrir le risque. Par conséquent, la fluctuation des taux de change peut avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe dans la mesure où le Groupe n'a pas couvert ou n'a pas couvert de manière adéquate certaines positions. En outre, certains types d'activités économiques de couverture peuvent ne pas être éligibles à la comptabilité de couverture selon les normes IFRS, ce qui se traduirait par une volatilité accrue du résultat net du Groupe.

#### **Le Groupe n'est pas entièrement couvert et peut ne pas être couvert efficacement contre les fluctuations des taux d'intérêt prévus dans les contrats de financement de projets auxquels il est partie**

Dans la plupart de ses contrats de financement de projets, le Groupe a couvert une majorité de son exposition au risque de taux d'intérêt variable. Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de taux, se reporter à la Section 3.1.3.1 du présent document.

Toutefois, dans le but, entre autres, d'assurer une plus grande souplesse en cas de remboursement anticipé ou d'annulation de la dette, une partie de son exposition au risque de taux ne peut pas faire l'objet d'une couverture. Dans certains cas, le prêteur concerné n'est pas en mesure de fournir une couverture de taux d'intérêt lors du *closing* financier, exposant ainsi le projet aux fluctuations des taux d'intérêt variables jusqu'au tirage complet de la dette concernée.

Dans de tels cas, les hausses de taux d'intérêt et les frais financiers qui en découlent peuvent affecter la capacité de la société de projet à distribuer des dividendes, à rembourser des prêts aux actionnaires ou même à assurer le service de sa dette, ou encore à augmenter les montants d'investissement requis pendant la construction, ce qui pourrait entraîner un manque de financement pour terminer la mise en service de l'installation.

## 3.1.2 RISQUES RELATIFS AU SECTEUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

### 3.1.2.1 RISQUES RELATIFS À LA RÉGLEMENTATION ET AUX POLITIQUES PUBLIQUES

**Toute diminution ou remise en cause des prix et tarifs réglementés d'achat d'électricité renouvelable par les autorités nationales ou locales ou toute autre entité publique pourrait avoir une incidence significative défavorable sur le Groupe**

La valeur et la viabilité des installations éoliennes, photovoltaïques, de stockage et biomasse développées et exploitées 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 auprès d'EDF. Le contrat de complément de rémunération fonctionne selon un modèle de « contrat pour différence » (*contract for difference*) dans lequel EDF est tenu de verser au producteur la différence entre le prix qu'il aurait payé dans un mécanisme de tarif d'achat obligatoire et le prix auquel le producteur vend l'électricité sur le marché. Ces contrats pour différence sont soit conclus à l'issue de procédures d'appels d'offres soit, dans une moindre mesure, dans le cadre de dispositifs à guichet ouvert.

Des 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 participe au programme *RenovAr* qui prévoit des procédures d'appels d'offres à l'issue desquelles les lauréats du programme se voient proposer des contrats d'achat d'électricité qui leur offrent un prix fixe indexé libellé en dollars US 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, si le Groupe ne parvient pas à réduire ses coûts, notamment en autres composants du système (composants BOS et/ou BOP) assez rapidement pour compenser la baisse 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.

**Une évolution défavorable de la réglementation ou des politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables pourrait avoir un impact significatif sur les activités du Groupe**

Les activités du Groupe sont, dans une certaine mesure, tributaires des politiques publiques incitatives des pays dans lesquels le Groupe opère

visant à favoriser la production et la vente d'énergie d'origine renouvelable. Selon les pays, ces mesures peuvent prendre la forme d'engagements et de planification de production d'énergies renouvelables (tels que la programmation pluri-annuelle de l'énergie en France ou le programme *Renewable Energy Target* en Australie), 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, de règles de tarification de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, de quotas d'approvisionnement en énergies renouvelables imposés aux consommateurs privés professionnels, d'émission de certificats verts négociables sur les marchés (notamment les certificats de production à grande échelle (*large-scale generation certificates*) en Australie), d'accès privilégiés aux réseaux de distribution et de transport d'électricité ou de mesures fiscales incitatives. 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, parmi lesquels les conditions macro-économiques du pays ou de la région concerné, les évolutions au sein des gouvernements et les efforts de lobbying de la part des diverses parties prenantes, y compris le secteur des énergies renouvelables, d'autres producteurs et consommateurs d'électricité, des groupes environnementaux, des entreprises agricoles et autres.

Par ailleurs, l'organisation de procédures publiques d'appels d'offres, qui constituent la majeure partie des débouchés du Groupe pour l'électricité qu'il produit, 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 pluri-annuelle de l'énergie en France. Des États ou des régions, en raison de changements politiques ou de nouveaux gouvernements pourraient réduire le nombre de procédures d'appels d'offres ou remettre en cause des procédures en cours ou annoncées. 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, à caractère exceptionnel, 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.

Concernant le cas particulier du Mexique, les coûts engagés sur le projet *Puebla* représentaient 950 milliers d'euros au 31 décembre 2018. Compte tenu des perspectives offertes par le marché de l'énergie au Mexique, le Groupe a décidé de poursuivre le développement de ce projet hors du cadre de l'appel d'offre initial. À ce jour, ses perspectives d'aboutissement restent réelles, et justifient le maintien des coûts de développement dans les comptes du Groupe.

Plus généralement, 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.



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 et de recyclage de leurs 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.

**Si le Groupe ne parvient pas à sécuriser l'obtention des permis, licences et autorisations nécessaires à l'exercice de ses activités ou à l'implantation de ses installations, cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité et la valeur de son portefeuille d'actifs**

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 les règlements 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 (sites archéologiques, bâtiments historiques, installations militaires ou nucléaires, forêts etc.).

Les gouvernements nationaux et les autorités locales 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 discrétionnaire 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 pour ses projets en développement des permis, licences et autorisations nécessaires à l'implantation d'une installation donnée ou à l'exercice de l'activité qu'il entend mener dans un pays. 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, son développement ou sa situation financière.

De manière plus générale, si le Groupe ne parvient pas à sécuriser ces autorisations et permis, cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité et ses résultats opérationnels.

**Toute opposition à l'implantation d'une installation par les populations locales ou toute remise en cause des permis, licences et autorisations postérieurement à leur obtention par le Groupe peut rallonger les délais de développement ou contraindre le Groupe à abandonner certains projets**

Les projets éoliens et, dans une moindre mesure, photovoltaïques développés ou exploités par le Groupe peuvent faire l'objet d'une forte opposition par les populations locales et associations, spécialisées notamment dans la lutte contre les installations éoliennes, particulièrement en France.

En particulier, 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 survenir pour les projets situés à l'international.

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 2018, moins de 10% des 87 projets photovoltaïques et 27% des 45 projets éoliens en phases *awarded*, *tender-ready* et *advanced development* 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). Entre le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et le 31 décembre 2018, le Groupe a été contraint d'abandonner 1 projet photovoltaïque et 1 projet éolien à la suite 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 acceptation 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.

**Le Groupe pourrait être exposé à des risques fiscaux**

En tant que groupe international exerçant ses activités dans de nombreux États, le Groupe a structuré ses activités commerciales et financières conformément aux diverses obligations réglementaires auxquelles il est soumis et à ses objectifs commerciaux et financiers. La structure du Groupe est par ailleurs appelée à évoluer au fur et à mesure du développement des activités du Groupe, notamment à l'international. Dans la mesure où les lois et règlements fiscaux des différents pays dans lesquels des entités du Groupe sont situées ou opèrent, ne permettent pas d'établir des lignes directrices claires ou définitives, le régime fiscal appliqué à ses activités, à ses transactions ou réorganisations intra-groupes (passées ou futures) impliquant les sociétés du Groupe est ou pourrait parfois être fondé sur des interprétations des lois et réglementations fiscales françaises ou étrangères.

Le Groupe ne peut garantir que ces interprétations ne seront pas remises en question par les administrations fiscales compétentes. Plus généralement, tout manquement aux lois et réglementations fiscales en vigueur dans les pays dans lesquels le Groupe ou des entités du Groupe sont situés ou opèrent peut entraîner des redressements, ou le paiement d'intérêts de retard, amendes et pénalités. En outre, les lois et réglementations fiscales peuvent changer ou être modifiées dans l'interprétation et dans l'application qui en est faite par les juridictions ou les administrations concernées, potentiellement avec un effet rétroactif, en particulier dans le cadre des initiatives communes prises à l'échelle internationale ou communautaire (OCDE, G20, Union européenne). Chacun des éléments qui précèdent est susceptible de se traduire par une augmentation de la charge fiscale du Groupe et d'avoir une incidence défavorable significative sur sa situation financière et ses résultats.



Le Groupe a fait l'objet en 2018, et pourrait à l'avenir faire l'objet, de contrôles fiscaux. L'issue des contrôles fiscaux pourrait différer des prévisions du Groupe et du montant provisionné le cas échéant dans les comptes consolidés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les impôts différés actifs du Groupe, les flux de trésorerie, l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe.

Le Groupe bénéficie actuellement (directement ou par l'intermédiaire de ses sociétés de projets) de régimes fiscaux de faveur ou incitatifs dans certains des pays dans lesquels il exerce ses activités, conçus pour faciliter le développement et promouvoir l'utilisation de sources d'énergie renouvelables ou les investissements y afférents. Le bénéfice et le quantum des régimes d'incitation fiscale ne sont pas garantis et des changements dans ces politiques pourraient avoir un effet défavorable sur l'activité du Groupe, ses résultats et sa situation financière et fiscale.

Le Groupe est, à l'inverse, soumis à des taxes spécifiques applicables aux entreprises du secteur de l'énergie en général et à des taxes locales applicables à la construction d'installations de production d'énergie ou l'utilisation des réseaux électriques. L'ampleur de ces taxes pourrait évoluer en raison de la modification de la sensibilité politique et sociale aux enjeux environnementaux et au vu de la maturité et de la rentabilité croissante de l'industrie des énergies renouvelables dans son ensemble. Toute augmentation des taxes spécifiques et des impositions locales pourrait avoir un effet défavorable sur l'activité du Groupe, ses résultats, sa situation financière et fiscale, en particulier dans l'hypothèse où une telle augmentation s'appliquerait spécifiquement aux énergies renouvelables sans viser les autres sources d'énergie, ce qui pourrait entraîner une diminution potentielle de la compétitivité des énergies renouvelables.

#### **Le Groupe pourrait voir sa capacité à déduire fiscalement les intérêts réduite**

Les articles 212 *bis* et 223 B *bis* du Code général des impôts dans leur rédaction antérieure à la loi de finances pour 2019 limitent la fraction des charges financières nettes pouvant être déduites de l'impôt sur les sociétés, sous réserve de certaines conditions et sauf exceptions à 75% pour les exercices fiscaux ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014 et avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019 (règle du « rabot »).

En outre, aux termes des règles françaises en matière de sous-capitalisation applicables aux exercices ouverts avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019, la déduction des intérêts versés au titre de prêts consentis par une partie liée, et, sous réserve de certaines exceptions, sur des prêts consentis par des tiers mais garantis par une partie liée, est soumise à des limitations, conformément aux règles de l'article 212 du Code général des impôts dans sa rédaction antérieure à la loi de finances pour 2019.

Les règles mentionnées ci-dessus limitant la déductibilité des intérêts en vertu de la législation fiscale française ont été supprimées à compter des exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019 dans le cadre de la transposition partielle de la directive européenne établissant des règles contre les pratiques d'évasion fiscale affectant directement le fonctionnement du marché intérieur adoptée le 12 juillet 2016 (l'« ATAD »).

Pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019, la loi de finances pour 2019 a ainsi introduit un nouveau mécanisme de limitation de la déductibilité des charges financières nettes à 30% de l'EBITDA fiscal (ou 3 millions d'euros si ce montant est supérieur), appliqué au niveau du groupe fiscal. Ce seuil est réduit à 10% de l'EBITDA fiscal (ou à 1 million d'euros si ce montant est supérieur) si le groupe fiscal est considéré comme sous-capitalisé au sens des nouvelles dispositions. Des mesures plus favorables telles que des clauses de sauvegarde et le report des charges financières non admises en déduction sont susceptibles de s'appliquer sous certaines conditions en fonction de la situation du Groupe.

L'impact de ces règles sur la capacité du Groupe à déduire fiscalement effectivement les charges d'intérêts pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats et sa situation financière.

#### **Les résultats futurs du Groupe, les règles fiscales françaises et étrangères et les contrôles ou contentieux fiscaux pourraient limiter la capacité du Groupe à réaliser ses impôts différés actifs et ainsi avoir un impact sur la situation financière du Groupe**

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. Aux 31 décembre 2018, les impôts différés actifs nets des impôts différés passifs s'élevaient à 1,3 million 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 45,3 millions d'euros, (se reporter à la Note 27 aux États Financiers Annuels).

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.

#### **Le Groupe est exposé à des risques liés à différentes procédures judiciaires, administratives ou provenant d'autorités fiscales et de régulation**

Le Groupe est actuellement impliqué dans des procédures judiciaires et des contentieux et pourrait à l'avenir être impliqué dans tout type de contentieux ou toute autre procédure judiciaire, gouvernementale, administrative ou fiscale, dans le cours normal de son activité. Ces procédures peuvent donner lieu à une condamnation, au paiement de dommages-intérêts conséquents, à des sanctions réglementaires ou même des sanctions pénales, et entacher la réputation du Groupe et ainsi avoir une incidence défavorable significative sur son activité, sa situation financière ou ses résultats. Même si de telles procédures sont finalement résolues en faveur du Groupe, elles peuvent accaparer une partie importante de ses ressources et du temps de ses employés ou donner lieu à une publicité négative, au détriment de l'activité et de la réputation du Groupe.

À titre d'exemple, le 28 septembre 2016, une panne de courant est survenue dans tout l'Etat d'Australie Méridionale d'une durée de 26 heures. L'Australian Energy Market Operator (« AEMO ») a publié un rapport établissant les éléments de causalité de la panne, à savoir : des tornades qui ont endommagé les infrastructures du réseau de transport d'électricité de cette zone, entraînant des défaillances en cascade des systèmes de transmission d'électricité. Ces défaillances ont, en retour, déclenché les systèmes de protection de plusieurs parcs éoliens connectés au réseau, y compris celui de Hornsdale Wind Farm 1 (« HWF 1 »). Cela a entraîné une réduction ou un arrêt, selon le cas, de leur production et, par conséquent, une augmentation de la capacité importée dans ce réseau, en particulier, depuis l'Etat voisin de Victoria, par l'intermédiaire d'un inter-connecteur qui, après avoir atteint un niveau surcharge trop

important, a été automatiquement hors service. Ce dernier événement a entraîné l'arrêt complet du système.

L'Australian Energy Regulator (« AER ») a posé des questions et demandé des documents concernant la panne à HWF 1 (et, à la connaissance de la Société, aux autres producteurs d'énergies renouvelables connectés au réseau). HWF 1 a répondu à ces questions et fourni les documents demandés.

Le 2 mai 2019, AER a envoyé une lettre à HWF1 (et aux autres producteurs d'énergies renouvelables), l'invitant à fournir des informations supplémentaires en lien avec des allégations de non-respect des Normes Nationales sur l'Électricité (National Electricity Rules ou « NER ») du fait de la panne. HWF 1 a transmis une réponse écrite à l'AER en date du 10 mai 2019, et une réunion s'est tenue entre AER et HWF 1 le 17 mai 2019 à ce sujet. Il est possible que l'AER initie une procédure judiciaire civile à l'encontre de HWF 1 en alléguant du non-respect des NER et demande l'imposition d'une amende (d'un montant maximum de 100 000 dollars

australien par manquement). Le Groupe considère qu'il a de solides arguments pour contester les sanctions qui pourraient être décidées à l'encontre de HWF 1. Aucune assurance ne peut néanmoins être donnée quant à l'issue d'une telle contestation (y compris, toute procédure d'appel), et le Groupe reconnaît qu'une décision reconnaissant le non-respect par HWF 1 des NER augmenterait le risque de survenance d'une action de groupe contre HWF 1 menée par des demandeurs requérant réparation des préjudices prétendument liés à la panne de courant. La défense contre une telle action serait coûteuse et les dommages en cas de perte pourraient s'avérer significatifs.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autres procédures judiciaires, administratives ou provenant d'autorités fiscales et de régulation qui pourrait avoir ou ont eu récemment des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

### 3.1.2.2 RISQUES CLIMATIQUES ET DE CATASTROPHES NATURELLES

**La production d'électricité à partir de sources renouvelables dépend fortement des conditions météorologiques et notamment des ressources solaires et éoliennes ; l'intermittence des énergies renouvelables peut être source de perturbations et constituer un inconvénient sur le plan concurrentiel**

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 2018, les installations photovoltaïques et les parcs éoliens du Groupe en opération représentaient respectivement 883 MW et 489 MW soit environ 59% et 33% de sa capacité totale opérationnelle.

Les niveaux de production des projets photovoltaïques et éoliens du Groupe dépendent fortement du degré d'irradiation des installations solaires et de l'énergie cinétique du vent à laquelle sont exposées les éoliennes, qui sont des ressources 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 complexes à prévoir, d'autant plus que des conditions météorologiques exceptionnellement mauvaises sont susceptibles d'entraîner des variations ponctuelles des niveaux de production ainsi que des niveaux de revenus générés par les projets. Bien que, à la date du présent document, les activités du Groupe soient principalement concentrées en France (41% des MW en opération au 31 décembre 2018) et en Australie (50% des MW en opération au 31 décembre 2018), la stratégie de diversification géographique et technologique du portefeuille de projets du Groupe devrait limiter à l'avenir l'importance de ce risque au niveau consolidé. Si des conditions météorologiques défavorables devaient se prolonger sur le long terme, cela pourrait impacter négativement les niveaux de rentabilité des projets concernés.

Des niveaux insuffisants d'irradiation ou de vent sont susceptibles d'entraîner une diminution de la production d'électricité. Inversement, des températures excessives peuvent 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.

Le Groupe effectue des prévisions de la 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 au moins pendant un pourcentage défini de temps.

Ces 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 toutefois ne pas refléter le niveau réel des ressources solaires et éoliennes d'un site pour une période donnée. Bien que le Groupe effectue des prévisions des variations par rapport à l'historique météorologique ainsi que des impacts potentiels sur son activité, il ne peut garantir que ces prévisions suffiront à prévenir des incidences défavorables plus importantes sur son activité et à prévoir les conditions météorologiques futures. Une diminution de la production d'électricité pour les raisons mentionnées ci-dessus serait susceptible d'entraîner une baisse du chiffre d'affaires et de la rentabilité du Groupe et pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité, sa situation financière et ses résultats d'exploitation et, dans des cas extrêmes, sa capacité à respecter les *covenants* financiers au titre des contrats de financement de projets.

**Les risques liés au changement climatique et aux épisodes météorologiques extrêmes pourraient avoir une incidence défavorable sur l'activité de Neoen**

Les risques liés au changement climatique ou aux épisodes météorologiques extrêmes pourraient affecter de manière significative les installations et les activités du Groupe. Dans la mesure où le changement climatique 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, il est possible qu'il ait une incidence défavorable sur les installations et les activités du Groupe. Par ailleurs, les épisodes météorologiques extrêmes sont susceptibles d'endommager les installations du Groupe ou d'entraîner une augmentation des périodes d'arrêt, un accroissement des coûts d'opération et de maintenance (coûts O&M) ou encore d'interférer avec le développement et la construction de projets de grande envergure. Par exemple, sur certains marchés sur lesquels le Groupe est implanté, le Groupe a déjà eu à faire face à des épisodes météorologiques extrêmes tels que des ouragans en Jamaïque ou des tremblements de terre au Salvador.

### 3.1.2.3 RISQUES LIÉS À LA CONCURRENCE AU SEIN DU SECTEUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE COMPÉTITIVITÉ DU SECTEUR AVEC LES AUTRES SOURCES DE PRODUCTION D'ÉNERGIE

#### **La concurrence sur les marchés des énergies renouvelables est toujours plus intense et peut affecter défavorablement le Groupe**

Les marchés de l'énergie solaire, éolienne ou biomasse sont très concurrentiels et en constante évolution et le Groupe fait face à une concurrence importante sur chacun des marchés sur lesquels il opère. Cette concurrence résulte de plusieurs facteurs dont notamment l'augmentation du nombre d'acteurs dans le domaine des énergies renouvelables ces dernières années, la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques ou des turbines éoliennes, des autres composants du système (composants *BOS* ou *BOP*) ainsi que des coûts de construction, de maintenance, du capital et autres coûts, la baisse des prix de l'électricité que ce soit sur le marché *spot* ou à travers les tarifs d'achat obligatoires ou les procédures d'appels d'offres ou encore les évolutions technologiques rapides affectant le secteur.

Tous ces éléments sont susceptibles de réduire le prix moyen de vente dans les contrats d'achat d'électricité ou d'accentuer la difficulté pour le Groupe à remporter des appels d'offres à des prix garantissant les rendements souhaités ou nécessaires, notamment pour assurer le financement des projets concernés. Cette concurrence intense et grandissante a contribué, avec la diminution des coûts d'approvisionnement, 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 récentes.

Par ailleurs, sur chacun des marchés dans lesquels il opère, le Groupe fait face à la concurrence des acteurs locaux comme 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 au moins équivalentes, voire supérieures, à celles du Groupe.

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. À titre d'exemple, EDF, principal fournisseur d'électricité en France et contrôlé par l'État français, a récemment annoncé un programme ambitieux de développement de l'énergie solaire en France ainsi qu'un plan de développement du stockage d'électricité en France et à l'international qui seront mis en œuvre *via* des filiales dédiées. D'autres entreprises énergétiques de premier plan, telles que Engie ou Total, ont également renforcé leurs positions sur le marché des énergies renouvelables par des acquisitions récentes de développeurs et producteurs indépendants d'électricité solaire ou éolienne. Enfin, d'autres concurrents ont 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, dépassant celles du Groupe dans de nombreux cas.

#### **Le marché des énergies renouvelables est un marché jeune par rapport aux marchés des énergies conventionnelles et en pleine évolution qui pourrait ne pas se développer aussi rapidement ou de la manière attendue par le Groupe et pourrait souffrir de la concurrence avec les autres sources de production d'électricité**

Le marché des énergies renouvelables est un marché relativement jeune par rapport à celui de la production d'électricité à partir d'énergies fossiles ou nucléaires. Ce marché peut se développer moins rapidement ou différemment que ne le prévoient actuellement le Groupe ou les analystes du secteur. De nombreux facteurs peuvent

porter atteinte à la croissance en termes de capacité de production et à l'attractivité des énergies renouvelables par rapport à d'autres sources d'énergie, notamment :

- la compétitivité de l'électricité générée par des installations de production à partir d'énergies renouvelables par rapport aux sources d'énergie conventionnelles telles que le gaz naturel ou le nucléaire ;
- la performance, la fiabilité et la disponibilité de l'énergie générée par les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables par rapport aux autres sources d'énergie conventionnelles ;
- les améliorations technologiques et l'évolution des coûts des composants (panneaux photovoltaïques, éoliennes, autres composants du système) ainsi que des coûts de développement, construction (coûts *EPC*) et opération et maintenance (coûts *O&M*) des installations ;
- les fluctuations des conditions économiques et de marché ayant un impact sur le prix et la demande de l'énergie conventionnelle, et notamment les hausses ou baisses de prix concernant les sources d'énergie primaire telles que le gaz naturel, le charbon, le pétrole et autres combustibles fossiles, ainsi que les développements sur la structure de coûts, l'efficacité et les investissements en équipement nécessaires à d'autres technologies de production d'électricité ;
- les variations affectant la demande globale d'énergies renouvelables tant par des acteurs étatiques (en cas de remise en cause des politiques publiques incitatives) que des acteurs privés (notamment en cas de diminution du bénéfice d'image retiré par les entreprises privées s'approvisionnant exclusivement ou principalement en énergies renouvelables) ; et
- pour les marchés géographiques dans lesquels la parité réseau n'est pas encore atteinte, les variations dans la disponibilité, le contenu et l'ampleur des programmes de soutien, incluant les objectifs des pouvoirs publics, subventions, mesures incitatives, et normes favorables relatives à l'énergie renouvelable et incluant les possibles changements défavorables concernant les programmes applicables à d'autres formes de production, conventionnelle ou non, d'électricité.

L'un quelconque des facteurs susmentionnés pourrait connaître une évolution non anticipée à l'heure actuelle par le Groupe. De nouvelles conditions de marché pourraient se développer et être susceptibles d'impacter la planification stratégique du Groupe de façon imprévue. Si le marché des énergies renouvelables devait se développer moins rapidement ou différemment que prévu, l'intérêt des investisseurs à investir dans ce domaine pourrait s'éroder, et le Groupe pourrait éprouver des difficultés à atteindre ses objectifs de développement ou ses objectifs commerciaux.

#### **Le Groupe est exposé aux risques liés aux variations des prix des panneaux photovoltaïques et des éoliennes, des autres composants du système, des coûts de conception, de construction et de main-d'œuvre et des matières premières nécessaires à la production d'équipements renouvelables**

Bien que le Groupe confie la construction de ses parcs solaires et éoliens à des constructeurs tiers, *via* des contrats *EPC* clés en mains, il spécifie quasi systématiquement les éoliennes et les panneaux solaires qu'il veut voir installer sur ses parcs éoliens et photovoltaïques et donne son avis sur les fournisseurs d'autres composants du système (composants *BOS* ou *BOP*) tels que les onduleurs, les transformateurs, les dispositifs de protection électrique, les équipements de câblage et de contrôle, ainsi que les éléments de structure tels que les cadres de montage ou les mats d'éoliennes.



Les prix des éoliennes, des panneaux photovoltaïques ou des autres composants du système (composants *BOS* ou *BOP*) pourraient augmenter ou fluctuer en raison de nombreux facteurs qui échappent au contrôle du Groupe, tels que les variations défavorables du prix des matières premières nécessaires à la production des équipements d'installations d'énergies renouvelables (acier, lithium, cobalt etc.), la réapparition de mesures anti-dumping visant les fabricants de panneaux chinois (comme cela a été le cas aux États-Unis en 2018) ou l'adoption de toute autre mesure commerciale entre gouvernements visant des matériaux clés des installations. Ces mesures pourraient alors augmenter les coûts d'approvisionnement du Groupe, ce qui pourrait porter atteinte à la valeur des projets ou en rendre certains non viables, chacune de ces circonstances pouvant avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, ses résultats ou sa situation financière.

**Afin de rester compétitif, le Groupe doit répondre à l'évolution rapide des marchés de l'énergie solaire et éolienne et du stockage d'électricité, notamment l'identification de nouvelles technologies et leur intégration dans les projets en cours de développement**

Les secteurs de l'énergie solaire et éolienne et du stockage d'électricité sont marqués par des progrès rapides et un accroissement de la diversité des technologies, des produits et des services. Les progrès technologiques en matière photovoltaïque, éolienne et de stockage d'électricité contribuent à la réduction des coûts ainsi qu'à l'amélioration des techniques, afin d'offrir une meilleure intégration au réseau et une amélioration des rendements, rendant les technologies les plus anciennes moins compétitives. Par ailleurs, des entreprises peuvent être amenées à mettre au point de nouvelles technologies de production ou de stockage d'électricité, plus concurrentielles du point de vue des coûts ou plus rentables que les installations photovoltaïques, éoliennes et de stockage exploitées par le Groupe. Si le Groupe ne parvient pas à identifier et à développer ces nouvelles technologies ou à adapter ses installations existantes à ces innovations, il pourrait rencontrer des difficultés dans le cadre de participations à des appels d'offres ou lors de la conclusion de contrats de vente d'électricité attractifs pour ses nouveaux projets. L'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient alors être affectés de manière significative.

Le Groupe peut également rencontrer des difficultés en ce qui concerne la négociation de financements pour des projets utilisant des technologies nouvelles peu répandues et non encore éprouvées, ce qui peut placer le Groupe dans une situation désavantageuse par rapport à ses concurrents qui disposent de ressources suffisantes pour financer eux-mêmes des projets utilisant ces technologies nouvelles, en particulier lorsque celles-ci nécessitent un investissement initial conséquent et/ou confèrent par la suite un avantage significatif en termes de coûts.

Si les concurrents du Groupe parviennent à développer des technologies leur permettant de soumettre des offres à des prix inférieurs ou à des conditions plus attractives dans le cadre de procédures d'appels d'offres, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de s'aligner sur ces offres sans affecter sa rentabilité ou même pourrait ne pas être en mesure de présenter une offre dans le cadre de la procédure. Cette situation est susceptible d'avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, ses perspectives, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

### 3.1.2.4 RISQUES LIÉS À L'ACCÈS ET À LA PERFORMANCE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

**Des difficultés de raccordement aux réseaux de distribution ou de transport, une capacité de transport d'électricité insuffisante et de possibles coûts de rénovation du réseau de transport pourraient avoir une incidence significative sur la capacité du Groupe à construire ses installations et à vendre l'électricité qu'elles produisent**

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, dans une moindre mesure, 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 sites d'implantation de centrales disponibles étant parfois situés à une certaine distance des réseaux de distribution et/ou de transport, le Groupe ne peut donner aucune assurance qu'il obtiendra les raccordements réseaux suffisants, dans les délais et coûts envisagés, pour l'implantation de ses futures centrales, notamment dans les marchés non matures ou émergents pour lesquels le gestionnaire du réseau n'a pas toujours l'expérience requise en matière de raccordement d'installations de production d'énergies renouvelables.

Par ailleurs, la capacité insuffisante du réseau, du fait d'une congestion du réseau, d'une surproduction des installations raccordées ou de variations excessives des prix de marché de l'électricité, pourrait porter une atteinte significative aux projets du Groupe et entraîner la réduction de la taille des projets, des retards dans la mise en œuvre des projets, l'annulation de projets, une augmentation des coûts en raison de la mise à niveau du réseau, et la confiscation potentielle des garanties que le Groupe a constituées auprès du gestionnaire du réseau dans le cadre du raccordement d'un projet donné.

Une telle capacité insuffisante pourrait également conduire le gestionnaire du réseau à demander au Groupe un écrêtement de l'approvisionnement du réseau en deçà de ses capacités régulières de production (*grid curtailment*). Ce phénomène est d'actualité pour le Groupe principalement en Australie où le réseau est accessible à tous les producteurs d'électricité (*open access network*), sans priorité accordée aux énergies renouvelables, et où le Groupe est tenu de minimiser les déperditions d'énergie transportée (*marginal loss factors* ou *MLF*), notamment en cas de variation positive ou négative de l'alimentation du réseau. En Australie Méridionale, les insuffisances du réseau en termes de capacité ont conduit l'Australian Energy Market Operator à limiter l'injection d'énergie éolienne dans le réseau en fonction du nombre de centrales électriques au gaz en opération au même moment. La survenance de telles demandes de *curtailment* a comme effet mécanique une perte de revenus générés par les installations affectées et une réduction de leur rentabilité. Par ailleurs, 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 considérés comme probables à la date du *closing* financier. Si ces hypothèses s'avéraient insuffisantes, cela aurait une incidence défavorable potentiellement significative sur les taux de rentabilité interne des projets concernés et, dans un scénario extrême, affecter la capacité des sociétés de projets à rembourser leur endettement. La mise en œuvre d'un dispositif de stockage d'énergie par le Groupe a apporté une réponse partielle aux risques posés par l'écrêtement, comme exposé à la Section 2.1.4.1 « Chiffre d'affaires » du présent document.

Enfin, dans certains marchés et notamment en Australie, le Groupe (comme d'autres producteurs) est tenu de contribuer aux commissions payées aux producteurs d'énergie (notamment les producteurs d'énergies fossiles mais également les producteurs d'énergies renouvelables ayant un dispositif de stockage en complément de leurs

installations) pour services rendus tendant à stabiliser le réseau d'électricité, notamment pour corriger les phénomènes d'intermittence de fourniture d'électricité au réseau par des producteurs d'énergie renouvelable ou pour corriger les variations de fréquence (services dits « 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 2017 et 2018 sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

(en dollars australiens)	Exercice clos le 31 décembre	
	2018	2017
Revenus FCAS	18 582 532	409 630
Contributions FCAS	(2 941 752)	(2 028 869)
<b>SOLDE</b>	<b>15 640 780</b>	<b>(1 619 239)</b>

Pour chacun de ses projets en Australie, le Groupe établit des modèles financiers prenant en compte des prévisions de contributions FCAS sur la base de scénarios considérés comme probables à la date du *closing* financier. 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 de telles commissions reçues 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.

### 3.1.3 RISQUES DE MARCHÉ

#### 3.1.3.1 RISQUES 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.

Le tableau suivant résume l'exposition du Groupe par type de taux aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2018 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Dettes à taux fixes	657,2	619,7
Dettes à taux variables	993,3	754,7
Effet des couvertures	40,3	24,8
<b>TOTAL DES DETTES FINANCIÈRES APRÈS EFFET DES COUVERTURES</b>	<b>1 690,8</b>	<b>1 390,2</b>

Par principe, les financements de projets souscrits à taux variable font l'objet d'une couverture qui représente en général un taux pondéré sur la durée de vie de l'emprunt de 75% ou plus du montant de la dette. 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, et les variations de ces justes valeurs sont inscrites à l'état du résultat global figurant dans les États Financiers Annuels.

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 2017 et 31 décembre 2018, 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
	Inférieure à 5 ans	Supérieure à 5 ans	Total			
<b>Au 31 décembre 2017</b>						
Swaps de taux - Solaire	74,1	196,4	270,5	(15,3)	(15,3)	0
Swaps de taux - Éolien	78,3	235,6	313,9	(9,5)	(9,5)	0
<b>TOTAL</b>	<b>152,4</b>	<b>432,0</b>	<b>587,3</b>	<b>(24,8)</b>	<b>(24,8)</b>	<b>0</b>
<b>Au 31 décembre 2018</b>						
Swaps de taux - Solaire	79,6	220,6	300,3	18,1	18,1	0
Swaps de taux - Éolien	78,3	301,9	380,2	22,2	22,2	0
<b>TOTAL</b>	<b>157,9</b>	<b>522,5</b>	<b>680,5</b>	<b>40,3</b>	<b>40,3</b>	<b>0</b>



### 3.1.3.2 RISQUES 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, dans la monnaie de consolidation, en l'occurrence l'euro. 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.

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 par ces projets sur une même devise forte et fiable (à la date du présent document, 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 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 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 financés 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.).

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 conclut 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 lorsque le Groupe dispose d'une bonne visibilité des dépenses d'investissement et du ratio dette/fonds propres relatifs au projet, par exemple juste après la finalisation 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 achète des 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 2017 et 31 décembre 2018 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Dettes libellées en euros	766,7	727,7
Dettes libellées en dollars australiens (converties en euros)	745,2	558,7
Dettes libellées en dollars américains (converties en euros)	178,4	112,7
Dettes libellées en autres devises (converties en euros)	0,5	-
<b>TOTAL DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>1 690,7</b>	<b>1 399,2</b>

### 3.1.3.3 RISQUES 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.

Le tableau suivant résume la situation des comptes clients et comptes rattachés aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2018 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Créances clients	34,1	29,0
Dépréciations créances clients	(0,4)	-
<b>TOTAL CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS</b>	<b>33,7</b>	<b>29,0</b>

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 une description des contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la Section 2.1.4.1 « Chiffre d'affaires » du présent document. Pour une description des différents types de contreparties du Groupe et leurs poids respectifs dans les ventes totales du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la Section 1.4.3 « Clients du Groupe » du présent document.

Comme indiqué dans la présente partie, les contreparties actuelles du Groupe sont essentiellement des entités publiques ou parapubliques. La part des entités privées ainsi que des contreparties de marché (exposition *spot*) est néanmoins amenée à croître à l'avenir. 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 la contrepartie est une contrepartie de marché, une prime de risque est également ajoutée dans le calcul du TRI cible du projet.

Le Groupe place ses disponibilités, quasi-disponibilités, et conclut des contrats de couverture de taux d'intérêt auprès d'institutions financières de premier rang.

### 3.1.3.4 RISQUES DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité correspond au risque que le Groupe ne soit pas en mesure de faire face à ses besoins en trésorerie grâce à ses ressources disponibles.

Les besoins en trésorerie du Groupe et les ressources utilisées pour y répondre sont détaillés à la Section 2.2 du présent document.

Le tableau suivant résume les ressources disponibles (position de liquidité) du Groupe aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2018 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie :	503,8	260,0
• dont placements à court terme	165,4	3,8
• dont disponibilités	338,4	256,2
Autorisations de découverts disponibles	145,0	39,0
<b>TOTAL</b>	<b>648,8</b>	<b>299,0</b>

Au 31 décembre 2017, les 256 millions d'euros de disponibilités étaient principalement composés de tirages de l'émission obligataire verte (*green bonds*) de décembre 2017 à hauteur de 95,9 millions d'euros en vue d'investissements dans de nouveaux projets, et de tirages de dettes seniors à hauteur de 76,3 millions d'euros afin de payer des factures d'investissement au sein des projets et de la liquidité au niveau de la Société. Au 31 décembre 2018, la trésorerie était principalement composée de liquidités au niveau de Neoen SA pour 253,2 millions d'euros, provenant principalement de l'augmentation de capital dans le cadre de l'introduction en bourse à hauteur de 450 millions d'euros, des tirages de dettes seniors afin de

payer les factures d'investissement au sein des projets pour 92,7 millions d'euros, et de tirages de l'obligation verte de 26,2 millions d'euros en vue d'investissements dans de nouveaux projets. Par ailleurs, la Société a remboursé la plupart de ses lignes *corporate* avec les fonds levés dans le cadre de son introduction en bourse, ce qui explique la grande disponibilité des découverts possibles.

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.

## 3.2 ASSURANCES ET GESTION DES RISQUES

Le contrôle des risques est partie intégrante des activités opérationnelles du Groupe. En tant que développeur et exploitant d'installations photovoltaïques, éoliennes et biomasse, ainsi que d'installations de stockage qui les complètent, 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, mandataires sociaux et dirigeants du Groupe ;
- au niveau des sociétés de projets, pour se protéger des risques pesant spécifiquement sur les installations photovoltaïques, éoliennes, biomasse et de stockage en cours de développement, de construction et d'opération

La politique d'assurance est déterminée et gérée en interne par la direction juridique qui travaille en étroite collaboration avec les opérationnels à travers le monde et les courtiers en assurance du Groupe.

### 3.2.1.1 ASSURANCES RESPONSABILITÉ CIVILE ET « DÉPLACEMENTS PROFESSIONNELS » DU GROUPE

Les polices d'assurances souscrites par la Société pour couvrir toutes les entités du Groupe et ses salariés, mandataires sociaux et dirigeants, sont essentiellement des assurances responsabilité civile, ainsi que des assurances « déplacements professionnels ». À la date du présent document, 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 XL Insurance Company SE, dont l'objet est de garantir le Groupe, ses représentants et salariés situés en France et dans certains pays (notamment, Australie, Portugal, Jamaïque, Salvador, Mexique, Mozambique, Argentine, Zambie, Finlande et États-Unis) 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, le cas échéant, par des polices « locales » en Jamaïque, au Mozambique et aux États-Unis où le Groupe dispose de filiales. Cette police « master » a vocation à intervenir en complément ou en lieu et place des polices « locales » pour des couvertures que celles-ci ne garantiraient pas ou lorsqu'il existe une obligation de couverture locale en première ligne ;
- un programme d'assurance de responsabilité civile des dirigeants et mandataires sociaux, souscrit auprès d'AIG (apéritur) 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 rencontre 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 ;
- un programme d'assurance de « déplacements professionnels » (police « missions collaborateurs »), souscrit auprès de Chartis, visant à couvrir tout salarié, mandataire social, dirigeant ou administrateur ou de toute personne ayant un ordre de mission du Groupe, 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.

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 importantes non couvertes par les polices d'assurance en place ou d'engager des dépenses significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses polices d'assurance.

### 3.2.1.2 ASSURANCES SPÉCIFIQUES AUX SOCIÉTÉS DE PROJETS

Dans l'exercice de ses activités de développement et opération de projets photovoltaïques, éoliens et biomasse, ainsi que d'installations de stockage qui les complètent, 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 le Groupe et la société de projet contre les risques environnementaux et de responsabilité civile pouvant survenir lors de la phase de construction de l'installation,
  - lorsque l'installation est entrée en opération, une assurance exploitation couvrant les risques de responsabilité civile, de dommages et pertes de recettes, causés par ou à l'installation (par exemple : incendies, vols et actes de vandalisme, catastrophes naturelles etc.) ;
- 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 document, des polices cadres ont été conclues avec Covéa et Royal and Sun Alliance (RSA) pour les projets photovoltaïques du Groupe situés en France en construction et en opération (respectivement) ;
- concernant les activités internationales du Groupe, les polices couvrant lesdits projets sont parfois conclues au terme de procédures d'appels d'offres (de type *request for quotation*) avant recours aux services d'un courtier. Dans ces situations, le Groupe s'appuie notamment sur ses partenaires financiers locaux ;
- 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 ;
- le Groupe s'attache à ce que ses polices d'assurance couvrent l'ensemble des parties prenantes, comprenant notamment, en plus de la société de projet, le cocontractant EPC, les fournisseurs de turbines éoliennes et d'autres composants du système (fournisseurs BOS et BOP), les sous-traitants ainsi que les salariés ;
- le recours à une police de type « tous risques chantiers » ou « tous risques chantier montage essai » (*Construction All Risk*) permet une indemnisation sans recherche préalable de responsabilité aux fins d'éviter de longues interruptions de chantiers ;
- enfin, les polices d'assurance souscrites par les sociétés de projets contiennent généralement des plafonds, franchises et exclusions qui sont calibrés projet par projet et dont le niveau est adéquatement fixé au terme des travaux de diligence du Groupe, en concertation avec les banques de financement.

À cette politique générale, s'ajoute la mise en place de certaines polices d'assurance locales obligatoires en fonction des pays concernés, telles que, par exemple (i) une assurance locale souscrite aux États-Unis afin de couvrir les risques locatifs de la filiale américaine pour son occupation de terrains et (ii) des assurances spécifiques qui peuvent être souscrites pour obtenir une couverture contre des risques déterminés tels que les risques sismiques au Salvador.

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 document, 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.

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 ; et
- 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 Chapitre 3 « Facteurs de risques » du présent document, 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.

La cartographie des risques sera mise à jour tous les trois ans sous la responsabilité du directeur général, la prochaine mise à jour étant prévue pour le second semestre 2019. À chaque mise à jour, elle fera l'objet d'une présentation au Comité d'audit.

#### Focus sur le 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 spécifiquement créée et déployée auprès de l'ensemble des collaborateurs de la fonction Finance du Groupe.

Par ailleurs, une formation portant sur les sujets de cyber-sécurité par un intervenant de la DGSI a été organisée à l'attention de l'ensemble des effectifs de la Société.

Des alertes spécifiques 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).

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.

#### 3.2.2.2 CADRE ORGANISATIONNEL DE LA GESTION DES RISQUES ET DU CONTRÔLE 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 est ancrée dans les différentes instances de management, notamment les instances 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 la conception de la démarche, 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.

Pour accompagner le management dans le déploiement des outils de maîtrise des risques majeurs et du dispositif de contrôle interne, un responsable du contrôle interne Groupe a été nommé. Celui-ci est en charge de coordonner la mise en place, l'animation et le *reporting* du dispositif de contrôle interne. Il coordonne également le processus de 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 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. Le *reporting* est effectué par le Responsable du contrôle interne, sous la responsabilité du directeur financier Groupe.

### 3.2.2.3 DISPOSITIF DE CONTRÔLE 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 surviennent 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, contribue également à un environnement de contrôle solide.

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. 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 lors de campagnes annuelles d'auto-évaluation du contrôle interne, la première ayant été lancée en 2017 et une deuxième d'audit croisé entre départements ayant été réalisée fin 2018. Chaque manager concerné évalue, sur son périmètre de responsabilité ou celui de son collègue, l'efficacité des activités de contrôle définies par le Groupe. Cela permet 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 sont reportés au Comité exécutif et au Comité d'audit.

Par ailleurs, le Groupe envisage de déployer, au cours du second semestre 2019, des campagnes d'audit externe, visant à vérifier d'une part la correcte exécution, dans les différents pays où le Groupe est présent, 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.

Enfin, au cours de l'année 2018, le Groupe a fait l'objet d'un audit compliance réalisé par un conseil externe. Cet audit a porté essentiellement sur les sujets d'anti-corruption. À l'issue de cet audit, (x) un plan d'actions a été élaboré et (y) une formation a été dispensée aux salariés du Groupe jugés comme les plus exposés aux risques de corruption (cette formation étant l'une des mesures du plan d'actions).

Bien que le Groupe ait établi des politiques et des procédures de contrôle interne afin de prévenir les activités frauduleuses, ces politiques et procédures peuvent 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 d'autres 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.







# 04

## ÉTATS FINANCIERS

4.1	COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE NEOEN AU 31 DÉCEMBRE 2018	144	4.2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS	190
	Compte de résultat consolidé	144			
	État du résultat global	144	4.3	COMPTES ANNUELS DE NEOEN S.A.	194
	Bilan consolidé	145		États financiers	194
	Tableau de variation des capitaux propres	146		Principes comptables et méthodes d'évaluation	197
	Tableau des flux de trésorerie consolidés	147		Activité et faits marquants	198
	NOTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	148		Détail des comptes	203
	Notes sur le compte de résultat	161		Notes sur les états financiers	206
	Notes sur le bilan	165		Autres informations	206
	Notes annexes	178	4.4	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS DE NEOEN S.A.	216

## 4.1 COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE NEOEN AU 31 DÉCEMBRE 2018

### COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en milliers d'euros)		31/12/2018	31/12/2017
Ventes d'énergies sous contrat		194 564	119 445
Ventes d'énergies sur le marché		27 810	16 174
Autres produits		5 252	3 685
<b>Chiffre d'affaires</b>	5	<b>227 626</b>	<b>139 304</b>
Achats de marchandises et variation de stocks	6	(9 293)	(4 345)
Charges externes et de personnel	7	(49 848)	(38 452)
Impôts, taxes et versements assimilés	8	(4 853)	(3 489)
Quote-part du résultat net des entreprises associées		765	424
Autres produits et charges opérationnels courants	9	9 997	8 741
Amortissements et provisions opérationnels courants	10	(65 432)	(41 466)
<b>Résultat opérationnel courant</b>		<b>108 963</b>	<b>60 717</b>
Autres produits et charges opérationnels non courants	11	(7 316)	(3 987)
Amortissements et provisions opérationnels non courants	11	1 524	(3 032)
<b>Résultat opérationnel</b>		<b>103 171</b>	<b>53 698</b>
Coût de l'endettement financier		(65 606)	(37 734)
Autres produits et charges financiers		(8 305)	1 348
<b>Résultat financier</b>	12	<b>(73 910)</b>	<b>(36 386)</b>
<b>Résultat avant impôts</b>		<b>29 261</b>	<b>17 312</b>
Impôts sur les résultats	13	(15 738)	(6 879)
<b>Résultat net de l'exercice des activités poursuivies</b>		<b>13 523</b>	<b>10 433</b>
<b>Résultat net des activités non poursuivies</b>		-	-
<b>RÉSULTAT NET DE L'ENSEMBLE CONSOLIDÉ</b>		<b>13 523</b>	<b>10 433</b>
<i>Résultat net – part du Groupe</i>		12 365	12 454
<i>Résultat net – intérêts minoritaires</i>		1 158	(2 021)
<i>Résultat part du Groupe par action – avant dilution (en euros)</i>		0,195	0,195
<i>Résultat part du Groupe par action – après dilution (en euros)</i>		0,192	0,191

### ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

L'état du résultat global présente le résultat net de la période ainsi que les produits et charges, de la période, comptabilisés directement en capitaux propres en application des normes IFRS.

(en milliers d'euros)		31/12/2018	31/12/2017
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>		<b>13 523</b>	<b>10 433</b>
Différences de conversion		(15 746)	(13 908)
Couverture de flux de trésorerie (swaps de taux d'intérêt)		(17 170)	(4 499)
Impôts différés liés aux couvertures de flux de trésorerie		4 558	773
<b>Éléments recyclables par résultat</b>		<b>(28 358)</b>	<b>(17 634)</b>
Autres		-	-
<b>Éléments non recyclables par résultat</b>		-	-
<b>RÉSULTAT GLOBAL DE L'ENSEMBLE CONSOLIDÉ</b>		<b>(14 835)</b>	<b>(7 201)</b>
<i>Dont résultat global – part du Groupe</i>		(14 662)	(2 898)
<i>Dont résultat global des participations ne donnant pas le contrôle</i>		(173)	(4 303)

## BILAN CONSOLIDÉ

(en milliers d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Écarts d'acquisition		-	-
Immobilisations incorporelles	14	121 672	105 042
Immobilisations corporelles	15	1 702 717	1 249 197
Participations dans les entreprises associées et co-entreprises	16	6 713	7 039
Instruments financiers dérivés non courants	26	5 834	6 119
Actifs financiers non courants	17	105 968	78 377
Impôts différés actifs	27	39 075	26 264
<b>Total des actifs non courants</b>		<b>1 981 979</b>	<b>1 472 038</b>
Stocks	19	349	453
Clients et comptes rattachés	20	33 755	29 024
Autres actifs courants	21	48 946	47 483
Instruments financiers dérivés courants	26	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	22	503 832	260 000
<b>Total des actifs courants</b>		<b>586 882</b>	<b>336 960</b>
Actifs non courants et groupe d'actifs destinés à être cédés		-	-
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>2 568 861</b>	<b>1 808 998</b>

(en milliers d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Capital		169 915	107 964
Primes		500 784	64 027
Réserves		(35 190)	(20 340)
Actions propres		(2 741)	(20)
Résultat de l'exercice – part du Groupe		12 365	12 454
<b>Capitaux propres part du Groupe</b>		<b>645 133</b>	<b>164 086</b>
Intérêts ne conférant pas le contrôle		10 140	13 462
<b>Capitaux propres</b>	23	<b>655 273</b>	<b>177 548</b>
Provisions non courantes	24	10 573	5 795
Financements des projets – non courant	25	1 511 821	1 200 933
Financements <i>corporate</i> – non courant	25	13 850	15 250
Instruments financiers dérivés non courants	26	33 270	17 475
Impôts différés passifs	27	37 782	21 221
<b>Total des passifs non courants</b>		<b>1 607 297</b>	<b>1 260 674</b>
Provisions courantes	24	-	-
Financements des projets – courant	25	122 524	94 974
Financements <i>corporate</i> – courant	25	2 241	63 179
Instruments financiers dérivés courants	26	7 056	7 369
Fournisseurs et comptes rattachés	28	136 527	157 355
Autres passifs courants	29	37 943	47 899
<b>Total des passifs courants</b>		<b>306 292</b>	<b>370 776</b>
Passifs liés à un groupe d'actifs destinés à être cédés		-	-
<b>TOTAL DU PASSIF</b>		<b>2 568 861</b>	<b>1 808 998</b>



## TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

(en milliers d'euros)	Capital	Primes	Réserves et résultats	Actions propres	Autres éléments du résultat global	Capitaux propres – part du Groupe	Participations ne conférant pas le contrôle	Total des capitaux propres
<b>Capitaux propres au 31 décembre 2016</b>	<b>105 908</b>	<b>62 928</b>	<b>5 561</b>	<b>(510)</b>	<b>(10 135)</b>	<b>163 752</b>	<b>11 248</b>	<b>175 001</b>
Distribution de dividendes	-	-	(0)	-	-	(0)	(2 079)	(2 079)
Augmentation de capital	2 057	1 099	(217)	-	-	2 938	8 385	11 323
Paiement en actions	-	-	784	-	-	784	-	784
Autres transactions avec les détenteurs d'intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	(985)	-	22	(963)	216	(746)
Variation des actions propres	-	-	-	490	-	490	-	490
Variations de périmètre et autres variations	-	-	(18)	-	0	(18)	(6)	(23)
<b>Total des transactions avec les actionnaires</b>	<b>107 964</b>	<b>64 027</b>	<b>5 126</b>	<b>(20)</b>	<b>(10 113)</b>	<b>166 984</b>	<b>17 765</b>	<b>184 749</b>
<b>Résultat global de la période</b>	<b>(0)</b>	<b>-</b>	<b>12 454</b>	<b>-</b>	<b>(15 352)</b>	<b>(2 898)</b>	<b>(4 303)</b>	<b>(7 201)</b>
<b>Capitaux propres au 31 décembre 2017</b>	<b>107 964</b>	<b>64 027</b>	<b>17 580</b>	<b>(20)</b>	<b>(25 465)</b>	<b>164 086</b>	<b>13 462</b>	<b>177 548</b>
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	(3 758)	(3 758)
Augmentation de capital	55 450	386 287	(0)	-	-	441 738	551	442 288
Paiement en actions	-	-	2 473	-	-	2 473	-	2 473
Autres transactions avec les détenteurs d'intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	(2 528)	-	(223)	(2 751)	58	(2 694)
Variation des actions propres	-	-	-	(2 721)	-	(2 721)	-	(2 721)
Variations de périmètre et autres variations	6 500	50 470	205	-	(205)	56 970	(0)	56 970
<b>Total des transactions avec les actionnaires</b>	<b>169 915</b>	<b>500 784</b>	<b>17 730</b>	<b>(2 741)</b>	<b>(25 893)</b>	<b>659 795</b>	<b>10 313</b>	<b>670 108</b>
<b>Résultat global de la période</b>	<b>0</b>	<b>(0)</b>	<b>12 365</b>	<b>-</b>	<b>(27 027)</b>	<b>(14 662)</b>	<b>(173)</b>	<b>(14 835)</b>
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>169 915</b>	<b>500 784</b>	<b>30 095</b>	<b>(2 741)</b>	<b>(52 920)</b>	<b>645 133</b>	<b>10 140</b>	<b>655 273</b>

## TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

<i>(en milliers d'euros)</i>	Notes	31/12/2018	31/12/2017
<b>Résultat net de l'exercice</b>		<b>13 523</b>	<b>10 433</b>
Éliminations :			
• de la quote-part de résultat dans les entreprises associées		(765)	(424)
• de la charge (produit) d'impôt différé		8 028	4 140
• des amortissements et provisions	10 & 11	63 527	42 945
• de la variation de juste valeur au résultat des instruments financiers dérivés		1 743	(1 344)
• des plus ou moins-values de cession		3 580	2 255
• des charges et produits calculés liés aux paiements en actions		2 473	784
• des autres produits et charges sans incidence de trésorerie		(329)	(32)
• de la charge (produit) d'impôt courant	8	7 710	2 738
• du coût de l'endettement financier net	12	65 606	33 728
Incidence de la variation du BFR	18	(5 960)	(16 217)
Impôts décaissés (encaissés)		(2 653)	(3 643)
Flux de trésorerie opérationnels des activités destinées à être cédées		-	-
<b>Flux net de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>		<b>156 483</b>	<b>75 364</b>
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise	4	(18 854)	(7 676)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée	4	818	2 339
Incidence des changements de contrôles		-	-
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	14 & 15	(483 862)	(468 007)
Subventions d'investissement reçues		-	-
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	14 & 15	350	1 093
Acquisition d'actifs financiers		(31 337)	(11 396)
Dividendes reçus		822	426
Cession d'actifs financiers		(23)	-
Flux de trésorerie de financement des activités destinées à être cédées		-	-
<b>Flux net de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>		<b>(532 087)</b>	<b>(483 220)</b>
Augmentation de capital de la société mère	23	441 738	3 155
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital	23	553	8 165
Cession (acquisition) nette d'actions propres	23	(2 721)	490
Émission d'emprunts	25	412 674	716 248
Dividendes payés		(3 758)	(2 079)
Remboursement d'emprunts	25	(161 121)	(114 488)
Intérêts financiers nets versés		(62 599)	(37 632)
Flux de trésorerie de financement des activités destinées à être cédées		-	-
<b>Flux net de trésorerie liés aux activités de financement</b>		<b>624 767</b>	<b>573 860</b>
Incidence de la variation des taux de change		(5 051)	(5 032)
Incidence des changements de principes comptables		-	-
Effet du reclassement de la trésorerie des actifs non courants ou groupe d'actifs destinés à être cédés		-	-
<b>VARIATION DE TRÉSORERIE</b>		<b>244 111</b>	<b>160 972</b>
Trésorerie à l'ouverture		259 721	98 749
Trésorerie à la clôture	22	503 832	259 721
<b>VARIATION DE LA TRÉSORERIE NETTE</b>		<b>244 111</b>	<b>160 972</b>

## NOTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

### SOMMAIRE DES NOTES

Note 1.	Informations générales	149	Note 15.	Immobilisations corporelles	166
Note 2.	Faits marquants de l'exercice	149	Note 16.	Participations dans les entreprises associées et co-entreprises	167
Note 3.	Méthodes comptables	151	Note 17.	Actifs financiers non courants	168
Note 4.	Évolution du périmètre de consolidation	160	Note 18.	Besoins en fond de roulement	168
Note 5.	Chiffre d'affaires	161	Note 19.	Stocks	169
Note 6.	Achats de marchandises	162	Note 20.	Clients et comptes rattachés	169
Note 7.	Charges externes et de personnel	162	Note 21.	Autres actifs courants	169
Note 8.	Impôts, taxes et versements assimilés	162	Note 22.	Trésorerie et équivalents de trésorerie	170
Note 9.	Autres produits et charges opérationnels courants	162	Note 23.	Capitaux propres	170
Note 10.	Amortissements et provisions opérationnels courants	162	Note 24.	Provisions	172
Note 11.	Autres produits et charges non courants	163	Note 25.	Dettes financières	173
Note 12.	Résultat financier	163	Note 26.	Instruments financiers dérivés	175
Note 13.	Impôts sur les résultats	164	Note 27.	Impôts différés	175
Note 14.	Immobilisations incorporelles	165	Note 28.	Fournisseurs et comptes rattachés	176
			Note 29.	Autres passifs courants	176
			Note 30.	Juste valeur des actifs et passifs financiers	177

## NOTE 1. INFORMATIONS GÉNÉRALES

Le groupe Neoen développe et exploite des centrales de production d'électricité, de chaleur à partir d'énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse) et de stockage.

Avec près de 2,3 GW de projets en opération et construction (dont 237 MW sous gestion) et 0,9 GW de projets *awarded* au 31 décembre 2018 (soit 3,2 GW de projets sécurisés – portefeuille *secured*), Neoen est le 1<sup>er</sup> producteur indépendant français d'énergies renouvelables. Le Groupe continue sa croissance avec un *pipeline* de projets en développement avancé de 4,5 GW (*advanced pipeline*) et plus de 4 GW de projets au stade *early stage*.

Le Groupe exerce ses activités sur les zones Europe – Afrique, Australie et Amériques.

## NOTE 2. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE

### Introduction en bourse

Le 16 octobre 2018, Neoen a réalisé avec succès son introduction en bourse sur le compartiment A du marché réglementé d'Euronext à Paris. Le prix de l'offre a été fixé à 16,50 euros par action, valorisant le Groupe à un peu plus de 1,4 milliard d'euros. En particulier, cette opération, à dominante primaire, lui a permis de lever 450 millions d'euros grâce à l'émission d'actions nouvelles (sur un total de levée de 697 millions d'euros, option de surallocation comprise), montant qui sera entièrement alloué à la poursuite de la forte croissance du Groupe. Pour rappel, le Groupe vise une capacité en opération et en construction d'au moins 5 GW à horizon 2021.

Impala, l'actionnaire majoritaire et historique du Groupe, a injecté près de 170 millions d'euros dans l'opération de façon à conserver le contrôle du Groupe.

Le 3 décembre 2018, Neoen a confié à Kepler Chevreux la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

### Développement

Neoen continue son développement à l'international, en se concentrant tout d'abord sur les pays où le Groupe est déjà présent, et sur des pays faisant partie des mêmes *clusters* dans les zones Europe – Afrique, Australie et Amériques, en identifiant des opportunités et en établissant la faisabilité des projets.

Ainsi le portefeuille du Groupe a évolué en volume avec 2 008 MW de nouveaux projets sur la période (net des projets non poursuivis et hors projets *early stage*), et 19 MW sont imputables à une réévaluation de la capacité des projets développés.

**En Amériques**, le développement a poursuivi son évolution positive cette année : 556 MW de projets toutes technologies confondues sont entrés au portefeuille. Cela permet à Neoen de conforter la zone Amériques comme son troisième pôle de développement, après l'Australie et l'Europe – Afrique.

**L'Australie** est la région la plus importante en termes de mégawatts sécurisés. Cette progression est révélatrice de la performance du développement de Neoen à l'international. Un certain nombre de projets totalisant 1 100 MW dont 350 MW de stockage et 750 MWC de solaire sont entrés dans le portefeuille du Groupe cette année.

**En Europe – Afrique**, 384 MW de projets sont entrés en portefeuille en France, 113 MW en Finlande et 16 MW en Irlande. Avec cinq projets solaires remportés pour une capacité totale de 66 MW, Neoen a par ailleurs été le premier lauréat de l'appel d'offres

Précédemment société par actions simplifiée et domiciliée en France, la Société a été transformée en société anonyme lors de l'assemblée générale du 12 septembre 2018.

Suite au déménagement intervenu au début du 2<sup>ème</sup> semestre 2018, son siège social est désormais situé au 6 rue Ménars – 75002 Paris.

Les modalités d'établissement de ces comptes sont décrites en Note 3 « Méthodes comptables ».

Les états financiers sont présentés en milliers d'euros et ont été arrêtés par le Conseil d'administration en date du 17 avril 2019 et seront soumis à l'approbation de l'assemblée générale du 28 juin 2019.

gouvernemental bi-technologique français dont les résultats ont été annoncés au mois de novembre : ces projets sont ainsi passés du statut de *tender-ready* à *awarded*.

**Au Mozambique**, fin 2018, Neoen a signé un contrat de concession de 30 ans pour sa centrale solaire de Metoro. La signature de ce contrat entérine la finalisation du développement du projet. Metoro, 41 MWC, est à ce jour plus grande centrale solaire en cours de développement au Mozambique.

Ces gains sont atténués par des projets non poursuivis pour -160 MW.

Les frais de développement sont activés en immobilisations incorporelles (Note 14).

### Construction

La construction des projets a un impact significatif sur la croissance des immobilisations corporelles du Groupe que nous retrouvons en Note 15.

**En Australie**, le projet éolien de Bulgana, d'une capacité de 194 MW, a commencé sa phase de construction en mars. À cette capacité éolienne de 194 MW s'ajoute une composante stockage, d'une capacité de 20 MW/34 MWh, composée de batteries lithium-ion fournies par Tesla.

Cette dernière servira à lisser l'alimentation électrique d'une ferme horticole qui doit être construite par la société australienne Nectar Farms. Le reste de l'électricité et les certificats verts seront vendus au gouvernement de l'état de Victoria dans le cadre d'un *PPA* de 15 ans.

Le projet solaire Numurkah, d'une capacité de 128 MWC, est entré en construction en août.

**En France**, des projets solaires gagnés à l'AO CRE 3 (Lugos, Miremont, Bram, Saint-Avit) ainsi que certains des projets gagnés à l'AO CRE 4 (Azur Est, Azur Sud, Cap Découverte 4 bis, Corbas, Saint-Eloy) sont entrés en construction pour un total de 78 MWC.

Les projets éoliens Auxois Sud II et Les Hauts Chemins, de respectivement 16 MW et 14 MW, sont entrés en construction aux mois de février et d'août.

Après le succès du projet de stockage Hornsdale Power Reserve en Australie, Neoen continue d'être pionnier sur cet axe en développant des opportunités dans les zones sur lesquelles le Groupe opère, notamment en France, où Neoen a lancé en novembre la construction de la plus grande centrale de stockage stationnaire d'électricité, Azur Stockage, d'une capacité de 6 MW pour une capacité de stockage de 6 MWh.

**En Finlande**, le projet éolien Hedet est entré en construction fin 2018 pour une capacité de 81 MW.

Pendant 10 ans, Google achètera 100% de l'électricité verte qui sera produite par le parc éolien, détenu à 80,1% par Neoen et à 19,9% par Prokon Finland.

**En Jamaïque**, le projet solaire Paradise Park est entré en construction en juin 2018 pour une capacité de 51 MWc.

**Au Salvador**, le projet Capella Solar est entré en construction en décembre 2018 pour une capacité de 140 MWc. À cette capacité solaire s'ajoute une batterie de 3 MW/1,5 MWh.

## Financement

**En mai 2018**, Neoen, actionnaire majoritaire du projet, a réalisé le *closing* financier de son parc solaire jamaïcain avec Proparco et FMO. Ce projet représente un investissement total de 64 millions de dollars US.

**En juin 2018**, Neoen a signé un contrat-cadre pour le financement participatif des projets remportés lors de l'appel d'offres CRE 4. Comme le prévoit la Commission de régulation de l'énergie (CRE), les producteurs faisant appel au financement participatif pour le financement de projets d'énergies renouvelables bénéficient d'un tarif de rachat de l'électricité bonifié. La centrale photovoltaïque Cap Découverte 4 bis a été le premier projet de Neoen à s'être ouvert au financement participatif.

**En octobre 2018**, Neoen a lancé une campagne de financement participatif pour les deux phases de la centrale de Corbas (Corbas 1 et 3), parc d'ombrières photovoltaïques situé sur les communes de Corbas et de Saint-Priest, près de Lyon, et du projet solaire au sol d'Azur Est, dans la région Nouvelle Aquitaine.

**En novembre 2018**, Neoen a conclu pour 133 millions de dollars US le financement de Capella Solar, parc photovoltaïque de 140 MWc au Salvador, avec FMO, BID Invest et Proparco.

Détenu à 100% par Neoen, Capella Solar devrait être mis en service début 2020. Ce montant d'investissement inclut le coût d'une batterie lithium-ion LG Chem de 3 MW/1,5 MWh qui sera installée par Nidec.

Les financements mis en place durant la période sont détaillés en Note 25.

## Opérations

**En Australie**, dans l'état de New South Wales les trois projets sélectionnés à l'appel d'offres de l'ARENA (Australian Renewable Energy Agency), Parkes, Griffith et Dubbo, sont entrés en opération aux premiers et deuxième trimestres 2018. Ces trois projets représentent un total de 131 MWc. La centrale solaire de Coleambally a été mise en service au quatrième trimestre 2018. Forte d'une capacité de 189 MWc, Coleambally est détenue à 100% par Neoen et est la plus grande centrale solaire jamais mise en opération sur le sol australien. Au mois de décembre 2018, Neoen a célébré le 1<sup>er</sup> anniversaire d'opération de sa centrale de stockage Hornsdale Power Reserve, révélant des performances de son actif bien supérieures aux attentes. En particulier, l'étude réalisée par l'expert indépendant Aurecon a montré que Hornsdale Power Reserve (HPR) a contribué à générer près de 40 millions de dollars australiens d'économies, en se substituant à des alternatives plus coûteuses et moins réactives pour réguler la fréquence réseau.

**En France**, les parcs éoliens de Champs d'Amour (9 MW), Pays Chaumontais (14 MW) et Chassepain (20 MW) et la centrale solaire de Lugos (12 MWc) ont été mis en service respectivement aux mois de janvier, avril et juin pour les deux derniers.

Les centrales solaires Lagarde d'Apt (7 MWc), Cap Découverte 4 bis (5 MWc) et Bram (5 MWc) sont entrées en opération durant le second semestre.

**Neoen a augmenté sa base d'actifs en opération de 391 MW atteignant 1 492 MW – contrôlés ou non – au 31 décembre 2018.**

Un actif non-contrôlé correspond à un projet dans lequel le Groupe a une participation minoritaire et non contrôlante mais dont il supervise les opérations : les seules centrales concernées sont certaines centrales du parc solaire de Cestas, pour des questions réglementaires, ainsi qu'une centrale au Portugal (Seixal) détenue à 50%.

Les mises en service de la période expliquent l'évolution des ventes d'énergies détaillée en Note 5.

## Acquisition/M&A

Le Groupe a acquis au 1<sup>er</sup> semestre 2018 la société projet Hedet Vindpark. Cette transaction, comptabilisée en immobilisations incorporelles, permet à Neoen d'acquérir des projets en cours de développement. Ils seront amortis linéairement au même rythme que les centrales auxquelles ils sont liés (Note 14).

Au 2<sup>nd</sup> semestre 2018, le Groupe a cédé les sociétés Melissa et Manosque Ombrière.

En 2018, le Groupe a porté ses participations à 100% dans FieldFare Argentina et Altiplano Solar (Argentine), ainsi que Jiboa Solar et Capella Solar (Salvador).



### NOTE 3. MÉTHODES COMPTABLES

Les états financiers du groupe Neoen pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 comprennent :

- les états financiers de la société Neoen ;
- les états financiers de ses filiales ;
- la quote-part dans l'actif net et dans le résultat des sociétés mises en équivalence (co-entreprises et entreprises associées).

#### A) RÉFÉRENTIEL

Les états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 ont été établis en conformité avec le référentiel IFRS (*International Financial Reporting Standards*) tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2018.

Les principes et méthodes comptables retenus pour l'établissement des comptes consolidés 2018 sont identiques à ceux utilisés par le Groupe pour l'élaboration des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017 à l'exception des nouvelles normes applicables suivantes :

#### Normes, interprétations et amendements aux normes d'application obligatoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 :

Le Groupe a appliqué pour la première fois les normes IFRS 9 « Instruments financiers » et IFRS 15 « Produits des activités ordinaires » tirés des contrats conclus avec des clients.

##### IFRS 9 « Instruments financiers »

La norme IFRS 9 « Instruments financiers » est entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2018.

Dans le cadre de la transition à IFRS 9, le Groupe a examiné les points suivants :

- classement et évaluation : les titres de participation classés sous IAS 39 en actifs disponibles à la vente ont été classés en actifs financiers évalués à la juste valeur par OCI non recyclables ;

- dépréciation : le Groupe a examiné sa méthode de dépréciation des créances clients.

Étant donné l'activité et le très faible taux de pertes constatées, la mise en œuvre d'IFRS 9 n'a pas eu d'impact ;

- comptabilité de couverture : le Groupe utilise des dérivés pour couvrir son risque de taux d'intérêt sur ses emprunts à taux variable. Les dérivés contractés sont actuellement qualifiés de couverture des flux de trésorerie. Le Groupe a opté pour l'application du volet couverture de la norme IFRS 9 et comptabilise la valeur temps des instruments de type option (caps) en tant que coût de la couverture ;

- renégociation de dette : le Groupe a procédé à une renégociation de dette en décembre 2017 qui a été qualifiée de modification de dette au sens d'IAS 39 (modifications non substantielles). Suite aux clarifications apportées dans les *basis for conclusions* d'IFRS 9 précisant que les modifications non substantielles donnent lieu systématiquement à un ajustement du coût amorti à la date de modification qui doit être comptabilisé intégralement dans le compte de résultat, le Groupe a retraité de façon rétrospective la comptabilisation de cette modification de dette. Ce retraitement conduit à constater un produit financier de 4 millions d'euros en 2017 en date de renégociation.

Le Groupe applique IFRS 9 à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 de façon rétrospective avec un rattrapage cumulatif des impacts sur les capitaux propres à la date d'application et sans retraitement de l'information comparative. En ce qui concerne les modifications de dettes pour lesquelles la norme ne prévoit aucune disposition de transition spécifique, la modification de l'information comparative a été appliquée.

L'impact du retraitement de la renégociation de dettes pour l'exercice 2017 est présenté dans le tableau ci-après.

<i>(en milliers d'euros)</i>		<b>31 décembre 2017 avant impact IFRS 9</b>	<b>Impact IFRS 9</b>	<b>31 décembre 2017 après impact IFRS 9</b>
	Résultat de l'exercice	9 450	3 004	12 454
<b>Bilan – Passif</b>	Financement des projets – non courant	1 204 562	(3 629)	1 200 933
	Financement des projets – courant	95 352	(377)	94 974
	Impôts différés passifs	20 220	1 001	21 221
<b>Compte de résultat</b>	Autres produits et charges financiers	(2 658)	4 006	1 348
	Impôt sur les résultats	(5 877)	(1 001)	(6 879)

### IFRS 15 « Produits des activités ordinaires » issus des contrats clients et amendements afférents « Clarifications de la norme »

La norme IFRS 15 est entrée en vigueur pour les exercices ouverts à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Elle constitue la nouvelle norme unifiée concernant la comptabilisation du chiffre d'affaires.

Elle remplace notamment IAS 18 « Produits des activités ordinaires » qui était appliquée par le Groupe.

Le Groupe applique IFRS 15 depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et a réalisé la transition selon la méthode rétrospective simplifiée. Aucun impact n'a été constaté sur les capitaux propres d'ouverture.

Dans le cadre de l'application de la norme IFRS 15, le Groupe a tout d'abord procédé à une analyse qualitative et quantitative des principaux sujets pouvant impacter les états financiers.

Les sujets ayant fait l'objet d'une analyse approfondie sont notamment :

- les facilités de paiement : dans le cadre de certains contrats, le Groupe peut être amené à accorder des facilités de paiements. Néanmoins, ces différés ne sont jamais supérieurs à un an. En application d'IFRS 15.63, aucun résultat financier n'est reconnu à ce titre ;
- les revenus associés aux ventes de certificats verts : le Groupe considère que les ventes de certificats verts sont des obligations de prestations distinctes de la fourniture d'énergie.

Cette analyse a conclu sur le fait que la norme IFRS 15 n'a pas d'impact sur le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires du Groupe.

Cependant, et en conformité avec l'application de la norme, le Groupe a revu sa présentation du chiffre d'affaires sur le compte de résultat au 31 décembre 2018 (y compris information comparative du 31 décembre 2017) en distinguant les ventes d'énergies sous contrats de celles vendues sur le marché.

Une analyse détaillée par typologie de produits ainsi que par technologie (correspondant aux secteurs suivis par le Groupe) est présentée dans la Note 5 sur le chiffre d'affaires.

### Les normes et amendements suivants n'ont pas eu d'effet significatif sur les comptes consolidés du Groupe :

- Amendements IFRS 2 « Clarification et évaluation de transactions dont le paiement est fondé sur des actions » ;
- Amendements IFRS 4 « Interactions entre IFRS 9 et IFRS 4 » ;
- Améliorations annuelles, Cycle 2014-2016 ;
- Amendements IAS 40 « Transfert d'immeubles de placements » ;
- Interprétation IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée » ;
- Améliorations annuelles, Cycle 2014-2016.

### Normes, interprétations et amendements aux normes appliquées par anticipation à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 :

#### IFRS 16 « Contrats de location » : Normes et interprétations appliquées par anticipation au 31 décembre 2018 par le Groupe

Le Groupe a appliqué la norme IFRS 16 « Contrats de location » avec une date d'application initiale au 1<sup>er</sup> janvier 2018 en utilisant l'approche rétrospective modifiée. Selon cette méthode, la période comparative n'est pas retraitée et reste présentée selon la précédente norme IAS 17.

Les détails des changements de méthodes comptables sont présentés ci-dessous.

Le Groupe a choisi d'appliquer l'option pratique permettant d'appliquer la norme IFRS 16 uniquement aux contrats précédemment identifiés comme des contrats de location. Les contrats qui ne sont pas identifiés comme des contrats de location selon l'IAS 17 et l'IFRIC 4 n'ont pas été réévalués pour déterminer s'il existe un contrat de location.

Lors de la transition, les dettes locatives ont été évaluées à la valeur actuelle des loyers restants, actualisés au taux d'emprunt marginal des entités locataires au 1<sup>er</sup> janvier 2018. Les actifs liés aux droits d'utilisation sont évalués sur un montant égal à la dette locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou échus.

Le Groupe a utilisé les mesures pratiques suivantes pour appliquer la norme IFRS 16 aux contrats de location précédemment classés en tant que contrats de location d'exploitation simple selon l'IAS 17 :

- il a appliqué l'exemption relative à la non-reconnaissance des actifs liés aux droits d'utilisations et des dettes locatives pour les baux d'une durée inférieure à 12 mois ;
- il a exclu les coûts directs initiaux de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de l'application initiale de la norme.

Les contrats de location conclus par le Groupe étaient pendant la période comparative intégralement analysés en tant que contrat de location simple.

#### Impact sur les états financiers

Lors de la première application de la norme IFRS 16, le Groupe a comptabilisé un montant supplémentaire de 74,6 millions d'euros d'actifs liés aux droits d'utilisation et 74 millions d'euros de dettes locatives.

<i>(en milliers d'euros)</i>		31 décembre 2017	Impact IFRS 16	1 <sup>er</sup> janvier 2018
<b>Bilan – Actif</b>	Immobilisations corporelles	1 249 197	74 598	1 323 795
	Autres actifs courants	47 483	(596)	46 887
<b>Bilan – Passif</b>	Financement des projets – non courant	1 204 562	71 420	1 275 982
	Financement des projets – courant	95 352	2 581	97 933

Le Groupe a actualisé les loyers en utilisant les taux d'emprunt marginaux applicables au 1<sup>er</sup> janvier 2018, calculés à partir des taux constatés dans le cadre du financement de ses actifs de production. En résulte un taux moyen pondéré appliqué ressortant à 3,52%. La réconciliation entre les engagements de location simple au 31 décembre 2017 selon la norme IAS 17 et la dette locative reconnue au 1<sup>er</sup> janvier 2018 se présente comme suit :

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2018</b>
<b>Engagement de location simple au 31 décembre 2017 figurant dans les états financiers consolidés du Groupe</b>	<b>87 649</b>
Options de prolongation et de résiliation raisonnablement certaine d'être exercées	73 142
Actualisation en utilisant le taux d'emprunt marginal au 1 <sup>er</sup> janvier 2018	(86 790)
Passif lié aux contrats de location-financement comptabilisé au 31 décembre 2017	-
Exemption de reconnaissance pour :	
• baux à court terme	-
• baux d'actifs à faible valeur	-
Paiement de location variables basés sur un indice ou un taux	-
Garanties de valeurs résiduelles	-
<b>DETTES LOCATIVES RECONNUES AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2018</b>	<b>74 001</b>

Les montants reconnus en compte de résultat et dans le tableau des flux de trésorerie se présentent comme suit :

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2018</b>
<b>Montants reconnus en compte de résultat – Impact IFRS 16</b>	<b>(5 777)</b>
Dot./Amt. & dép. droits d'utilisation	(3 269)
Intérêts des dettes locatives	(2 508)
<b>Montants reconnus en compte de résultat – Charges de location à court terme</b>	<b>(314)</b>
Paiements locatifs variables non inclus dans l'évaluation des dettes locatives	(50)
Revenu provenant de la sous-location des actifs de droits d'utilisation	-
Charges relatives aux contrats de location à court terme	(257)
Charges relatives aux contrats de location de faible valeur	(7)
<b>TOTAL DES MONTANTS RECONNUS EN COMPTE DE RÉSULTAT</b>	<b>(6 091)</b>

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2018</b>
<b>TOTAL DES FLUX DE TRÉSORERIE CONCERNANT LES CONTRATS DE LOCATIONS</b>	<b>(4 431)</b>

### 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 exécutoires dans la mesure où s'agissant d'emplacements stratégiques, le Groupe estime qu'il est raisonnablement certains que les clauses de renouvellement soient exercées.

La durée des contrats de location de bureaux est comprise entre 1 et 10 ans.

### Norme IAS 17

Au cours de la période comparative, conformément à la norme IAS 17 « Contrats de location », les biens pris en location-financement sont immobilisés lorsque les contrats de location ont pour effet de transférer à la Société la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de ces biens. Les actifs détenus en vertu de

ces contrats sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

Les contrats de location ne possédant pas les caractéristiques d'un contrat de location-financement, sont comptabilisés comme des contrats de location opérationnelle, et seuls les loyers sont enregistrés en résultat.

### Norme IFRS 16

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.

Ces critères s'appliquent aux contrats conclus ou modifiés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018.

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 de droit d'utilisation et une dette locative au début du bail :

L'actif de droit d'utilisation est initialement évalué au coût réel, lequel comprend le montant initial de la dette locative ajustée des paiements de location effectués à la date de mise en service ou avant la date de mise en service, et additionnée 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.

La dette locative est initialement évaluée à la valeur actuelle des paiements de location qui ne sont pas payés à la date d'entrée en vigueur, actualisés en utilisant le taux marginal d'emprunt du preneur qui serait obtenu pour une durée équivalente à celle du contrat de location.

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 d'achat, 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.

#### **Normes et interprétations non encore adoptées par l'Europe et non appliquées par anticipation au 31 décembre 2018 par le Groupe :**

- Amendement à IFRS 9 « clauses de remboursement anticipé prévoyant une compensation négative » ;
- Amendements IFRS 10/IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entité associée ou JV » ;
- Amendements IAS 28 « Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des co-entreprises » ;
- Amendements IAS 19 « Modification, réduction ou liquidation d'un régime » ;
- Amendement à IFRS 3 « Définition d'une entreprise » ;
- Amendements à IAS 1 et IAS 8 « Définition de significatif » ;
- Amendements des références au cadre conceptuel dans les normes IFRS ;
- Améliorations annuelles, Cycle 2015-2017 ;
- IFRIC 23 « Comptabilisation des positions fiscales incertaines ».

Ces normes n'ayant pas été adoptées par l'Europe, le Groupe n'a pas démarré l'analyse des impacts éventuels pour le Groupe.

## B) COMPARABILITÉ DES EXERCICES

Comme précisé dans la note précédente, le Groupe ayant appliqué la norme IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée, la période comparative n'a pas été retraitée et demeure présentée conformément à la précédente norme IAS 17.

L'impact sur les différents agrégats du compte de résultat est présenté ci-dessous :

<i>(en milliers d'euros)</i>		<b>31 décembre 2018 avant impact IFRS 16</b>	<b>Impact IFRS 16</b>	<b>31 décembre 2018 après impact IFRS 16</b>
<b>Compte de résultat</b>	Charges externes et de personnel	(53 965)	4 118	(49 848)
	Quote-part du résultat net des entreprises associées	774	(8)	765
	Amortissements et provisions opérationnels courants	(62 163)	(3 269)	(65 432)
	Coût de l'endettement financier	(63 098)	(2 508)	(65 606)
	Impôt sur les résultats	(16 193)	455	(15 738)

Suite à l'application de la norme IFRS 9, les impacts en découlant sont détaillés dans la note de transition 3.a.

En dehors des changements d'estimations indiqués ci-dessus, le Groupe n'a pas procédé à des changements de méthodes ou de présentation sur la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2018 par rapport à celle allant du 1<sup>er</sup> janvier 2017 au 31 décembre 2017.

## C) ESTIMATION ET JUGEMENTS

Pour établir les comptes du groupe Neoen, la direction procède à des estimations dans la mesure où des éléments inclus dans les états financiers ne peuvent être précisément évalués. La direction revoit ses estimations et appréciations de manière régulière pour prendre en compte l'expérience passée et les autres facteurs jugés pertinents au regard des conditions économiques. En conséquence, les montants figurant dans les futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Les principaux postes des états financiers dépendant d'estimations et de jugements au 31 décembre 2018 sont les suivants :

- l'estimation de la valeur recouvrable des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles et incorporelles (Notes 14 et 15) ;
- l'activation des frais de développement (Note 14) ;
- l'estimation de renouvellement de contrats de location suite à l'application d'IFRS 16 ;
- La durée d'amortissement des actifs de production (Notes 10 et 15) ;
- l'activation d'impôts différés actifs, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales pourront être imputées (Note 27) ;
- le montant des provisions (Note 24).

## D) MÉTHODES DE CONSOLIDATION

Les filiales contrôlées au sens d'IFRS 10 « États financiers consolidés », quel que soit le niveau de participation du Groupe dans les capitaux propres, sont intégrées globalement. Le contrôle pour le Groupe résulte du pouvoir sur cette société, de l'exposition aux rendements variables du fait de son implication et de sa capacité à utiliser son pouvoir pour influencer sur le montant de ces rendements.

Conformément à l'IFRS 11 « Partenariats », Neoen comptabilise les partenariats (accord sur lesquels Neoen exerce un contrôle conjoint avec une ou plusieurs autres parties) selon la méthode de la mise en équivalence. Neoen exerce un contrôle conjoint sur un partenariat lorsque les décisions concernant les activités pertinentes du partenariat requièrent le consentement unanime de Neoen et des autres parties partageant le contrôle.

La méthode de la mise en équivalence est appliquée aux entreprises associées dans lesquelles le Groupe a une influence notable mais n'a pas le contrôle. La mise en équivalence consiste à retenir l'actif net et le résultat net d'une société au prorata de la participation détenue par la société mère dans le capital, ainsi que, le cas échéant, l'écart d'acquisition y afférant.

Toutes les transactions et positions internes aux filiales sont éliminées en consolidation. La liste des filiales, co-entreprises et entreprises associées est présentée en Note 37.

## E) CHIFFRE D'AFFAIRES

Les produits des activités ordinaires (ou chiffre d'affaires) correspondent à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir au titre des biens et services vendus dans le cadre habituel des activités du Groupe. Les produits des activités ordinaires figurent nets de rabais et de remises, et de déduction faite des ventes intra-groupes. Aucun produit n'est comptabilisé lorsqu'il y a une incertitude significative quant à la recouvrabilité de la contrepartie due.

Le Groupe distingue principalement les revenus sous contrats, majoritairement long terme, de ceux provenant des ventes sur le marché (qualifiés de revenus hors contrat). Le chiffre d'affaires est essentiellement constitué des ventes d'énergie et de certificats verts.

Les ventes d'énergies correspondent aux ventes d'électricité et de vapeur produites au niveau des unités de production ainsi qu'aux certificats verts associés, ou de revenus de trading dans le cadre des activités de stockage.

L'énergie est vendue soit conformément aux différents contrats dont les prix de vente sont définis par décrets ou dans le cadre d'appel d'offres, soit sur le marché.

Le chiffre d'affaires est reconnu en fonction des quantités produites et/ou injectées au cours de la période ou lors de l'émission de l'énergie donnant droit aux certificats.



## F) AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS NON COURANTS

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 :

- les plus ou moins-value de cession ou dépréciations importantes et inhabituelles d'actifs non courants, corporels ou incorporels ;
- 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.

## G) REGROUPEMENT D'ENTREPRISES

Conformément aux dispositions d'IFRS 3 révisée, les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. Selon cette méthode, les actifs acquis, les passifs et les passifs éventuels assumés sont évalués à leur juste valeur. Les écarts d'acquisition correspondent à la différence entre le prix d'acquisition payé lors du regroupement d'entreprises et le montant des actifs et passifs identifiables acquis nets des passifs et passifs éventuels pris en charge. Ils sont déterminés de façon provisoire lors de l'acquisition et sont révisés dans un délai de douze mois à compter de la date d'acquisition. Les écarts d'acquisition ne sont pas amortis et font l'objet de tests de perte de valeur.

En application d'IFRS 3 révisée :

- les frais d'acquisition sont comptabilisés en résultat de la période lorsqu'ils sont encourus ;
- les compléments de prix d'acquisition conditionnels sont estimés à leur juste valeur et inclus le cas échéant dans le coût d'acquisition des titres.

Pour chaque regroupement d'entreprises le Groupe peut évaluer les intérêts ne conférant pas le contrôle soit à leur juste valeur ou 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 intérêts ne conférant pas le contrôle.

## H) IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les principales immobilisations incorporelles comptabilisées par le Groupe concernent les frais liés au développement des différents projets de centrales de production d'énergie d'origine renouvelable.

Les coûts directs et indirects, externes ou internes, de développement sont immobilisés à partir du moment où le succès des projets correspondant est probable.

L'activation des frais de développement est réalisée en conformité avec la norme IAS 38 « Immobilisations incorporelles ».

Les principaux 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 entre dans le portefeuille, c'est-à-dire lorsque les éléments contractuels et les études techniques indiquent que la faisabilité d'un projet est probable.

Lorsque les conditions pour la comptabilisation d'une immobilisation générée en interne ne sont pas remplies, les dépenses de développement sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les coûts rattachés à ces projets cessent d'être capitalisés à la mise en service industrielle.

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 ».

Dès lors que le Groupe estime que la probabilité de succès s'amointrit, les frais de développement sont dépréciés et comptabilisés en « Amortissements et provisions opérationnels non courants ».

Le Groupe distingue les frais de développement « Étude » et « Opération » en fonction de l'état d'avancement du projet à la clôture de l'exercice. Le terme « Opération » regroupe les phases de construction et d'opération des centrales.

À 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.

Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement en fonction de leur durée de vie estimée.

Les principales catégories d'immobilisations incorporelles et leur durée d'amortissement par le Groupe sont les suivantes :

- logiciels : 1 à 3 ans ;
- frais de développement : 25 ans, en ligne avec la durée d'utilité estimée des centrales de production d'énergie.

## I) 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.

Les coûts des emprunts servant à financer les actifs 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 leur durée d'utilité estimée, selon le mode linéaire et sur les bases suivantes :

- centrales de production d'énergie : 25 ans <sup>(1)</sup> ;
- agencements et installations : 3-10 ans ;
- matériel et mobilier de bureau, informatique : 3-4 ans.

(1) Le Groupe considère que la durée d'utilité des centrales de production est de 25 ans mais peut opter pour des durées d'amortissement différentes en fonction des contraintes techniques, réglementaires ou contractuelles.

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 encours correspondent aux parcs en cours de construction. Un actif est défini ainsi dès lors que des dépenses sont engagées pour la construction des centrales jusqu'à leur mise en service.

## J) CONTRATS DE LOCATION

La norme IFRS 16 remplace la norme IAS 17 et les interprétations associées. Cette nouvelle norme supprime la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location financement pour les preneurs. Elle prévoit un principe de comptabilisation des contrats de location au bilan des preneurs, avec constatation :

- d'un actif représentatif du droit d'utilisation de l'actif loué ; et
- d'une dette au titre de l'obligation de paiement des loyers.

Des exemptions sont prévues pour les contrats de courte durée et les contrats portant sur des actifs de faible valeur.

Les charges de location opérationnelles sont remplacées par un amortissement et une charge d'intérêt.

## K) DÉPRÉCIATION DES ACTIFS

Conformément à IAS 36 « Dépréciation d'actifs », le Groupe examine régulièrement s'il existe des indices de perte de valeur des actifs incorporels et corporels à durée d'utilité déterminée. S'il existe de tels indices, le Groupe effectue un test de perte de valeur afin d'évaluer si la valeur comptable de l'actif n'est pas supérieure à sa valeur recouvrable, définie comme la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de vente et la valeur d'utilité.

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 de vie finie, font l'objet de tests de valeur dès lors que des indicateurs de dépréciation se manifestent.

Dans le cadre de l'activité du groupe Neoen, 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, le risque de ne pas générer le niveau de flux de trésorerie attendu est faible.

L'évaluation de la valeur d'utilité d'un actif s'effectue généralement 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 dans 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 et couvrant la durée des contrats de vente d'électricité, les hypothèses sous-jacentes étant mise à jour à la date du test.

## L) STOCKS

Les stocks sont principalement constitués de travaux en cours relatifs à l'activité développement ainsi que du bois destiné à la centrale biomasse.

Les stocks sont évalués au prix de revient ou à la valeur nette de réalisation si cette dernière est inférieure au coût d'achat.

## M) TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

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 « États 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.

## N) ACTIFS FINANCIERS

Les actifs financiers sont constitués par des créances d'exploitation, des dépôts de garantie liés aux contrats de financement, des dépôts à terme, des prêts, des titres non consolidés, des placements et équivalents de trésorerie et des instruments dérivés ayant une valeur positive.

Les actifs financiers sont classés et évalués comme suit :

- les créances d'exploitation, les dépôts de garantie et les dépôts à terme sont comptabilisés au coût amorti ;
- les titres non consolidés sont classés à la juste valeur.

## O) PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers comprennent les dettes financières, les dettes d'exploitation et les instruments dérivés ayant une valeur de marché négative.

Les emprunts sont initialement comptabilisés à la juste valeur d'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.

Conformément à la norme IAS 23 « Coûts d'emprunt », les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif immobilisé sont incorporés dans le coût de l'actif sous-jacent.

## P) INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Dans le cadre de ses opérations de financement, le Groupe souscrit des emprunts à taux variable. Conformément à sa politique de couverture des risques financiers, le Groupe a systématiquement recours à des instruments financiers dérivés (principalement des swaps).

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.

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. Dans le cas contraire elles sont comptabilisées en autres éléments du résultat global recyclables pour la part efficace de la couverture et en résultat pour la part inefficace. Les nouveaux principes d'IFRS 9 n'ont pas d'incidence significative sur les états financiers du Groupe à ce titre, dans la mesure où l'ensemble des opérations qui étaient qualifiées de couverture sous IAS 39 continuent à l'être sous IFRS 9.

## Q) 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 verse des cotisations définies à différents organismes sociaux.

Les cotisations sont versées en contrepartie des services rendus par les salariés au titre de l'exercice. Elles sont comptabilisées en charges lorsqu'elles sont encourues.

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 prestation future pour laquelle un engagement est calculé. Le calcul de la provision 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.

Compte tenu de l'âge moyen des effectifs du Groupe, il n'a pas été constaté de passif au titre des avantages du personnel, le montant de celui-ci étant non significatif.

## R) PROVISIONS

Des provisions sont comptabilisées :

- lorsque le Groupe a une obligation actuelle résultant d'un événement passé ;
- lorsqu'il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- lorsque le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

Les provisions sont évaluées 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. Lorsque l'effet de la valeur temps est significatif, le montant de la provision est actualisé.

Dans le cas où aucune estimation fiable ne peut être faite, il existe un passif qui ne peut pas être comptabilisé (passif éventuel).

### Provision pour démantèlement

Lorsqu'une obligation légale ou contractuelle de démanteler une centrale existe, une provision pour démantèlement est constatée en contrepartie d'un actif de démantèlement, dont le coût fait l'objet d'une estimation régulière, sur la base de devis de prestataires externes. En cas de changement significatif de l'estimation conduisant à une augmentation de la provision, la valeur nette de l'actif de démantèlement est également augmentée. Si le changement conduit à diminuer la provision, une dépréciation de l'actif est enregistrée.

## S) IMPÔTS ET TAXES

### Impôt 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 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 générées par :

- un *goodwill* non déductible fiscalement ;
- 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 ;
- des participations dans des filiales, co-entreprises 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 capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation de juste valeur des instruments de couverture.

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 n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

### Autres impôts et taxes

En France, la loi de finance 2010 a introduit une contribution économique territoriale en remplacement de la taxe professionnelle. La CET intègre deux nouvelles 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 résultat opérationnel dans le poste « Impôts, taxes et versements assimilés », et a considéré que l'assiette de la CVAE entraine dans le champ d'application de la norme IAS 12 « Impôts sur le résultat ».

## T) ACTIFS NON COURANTS DESTINÉS À ÊTRE CÉDÉS ET ACTIVITÉ NON POURSUIVIE

L'application de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » requiert une comptabilisation et une présentation spécifique des actifs ou groupes d'actifs détenus en vue de la vente et des activités arrêtées, cédées ou en cours de cession.

Les actifs non courants, ou groupes d'actifs et passifs directement liés, sont considérés comme détenus en vue de la vente s'il est hautement probable que leur valeur comptable sera recouvrée principalement par leur vente plutôt que par une utilisation continue. Les actifs non courants (ou groupes d'actifs) détenus en vue de la vente sont évalués et comptabilisés au montant le plus faible entre leur valeur nette comptable et leur juste valeur nette des frais de cession. Ces actifs cessent d'être amortis à compter de leur qualification en actifs (ou groupes d'actifs) détenus en vue de la vente. Ils sont présentés sur une ligne séparée au bilan du Groupe, sans retraitement des périodes antérieures.

Une activité est une composante du Groupe ayant des flux de trésorerie identifiables (ligne d'activité ou zone géographique principale et distincte).

Au compte de résultat, le « résultat net des activités non poursuivies » correspond aux charges et produits nets d'impôt rattaché aux activités cédées ou en cours de cession au cours de l'exercice, conformément à la norme IFRS 5.

## U) PAIEMENTS EN ACTIONS

Conformément à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions », la juste valeur des options et attributions gratuites d'actions est déterminée selon des méthodes adaptées à leurs caractéristiques, et est constatée en charge de personnel sur la période d'acquisition des droits.

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.

Concernant la juste valeur des plans d'actions gratuites, celle-ci est estimée sur la base de la dernière augmentation de capital, en tenant compte de l'absence de dividendes sur la période d'acquisition des droits, et de la période d'incessibilité de ces instruments. 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 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.

## V) MÉTHODES DE CONVERSION

### Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros.

### Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

### 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. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en « différence de conversion » au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition 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 et sont convertis au taux de clôture.

### Hyperinflation

Au travers de ses activités à l'étranger, le Groupe peut être exposé à des économies qualifiées d'hyperinflationnistes au sens des normes IFRS lorsque la devise fonctionnelle de l'entité est la devise locale de l'économie hyperinflationniste.

Dans ce cas, le Groupe applique IAS 29 et retraite ses actifs, passifs non monétaires et son compte de résultat pour refléter les effets de l'inflation par application d'un indice général des prix.

## W) SECTEURS OPÉRATIONNELS

Conformément à IFRS 8 « Secteurs opérationnels », l'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne et du reporting utilisé par la direction du Groupe. Neoen a retenu la ventilation suivante pour ses secteurs opérationnels :

- **Éolien** : ce secteur regroupe l'activité de production d'énergie éolienne ;
- **Solaire** : ce secteur regroupe l'activité de production d'énergie photovoltaïque ;
- **Biomasse** : ce secteur regroupe l'activité de production d'énergie biomasse ;
- **Stockage** : ce secteur regroupe l'activité liée aux batteries indépendantes, directement connectées au réseau ;
- **Développement et Investissements** : ce secteur regroupe principalement les activités de développement et de financement ;
- **Élimination** : flux intra-groupe entre les différents secteurs éliminés dans les états financiers consolidés ainsi que l'activation des coûts de développement.

Les zones géographiques sont définies en fonction de leur environnement économique spécifique, et sont sujettes à des risques et rentabilités différents. Les zones géographiques retenues sont :

- **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 ;
- **Australie** : cette zone regroupe les activités de production en Australie.

La notion d'EBITDA courant correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions courants.

## X) RÉSULTAT PAR ACTION

Le Groupe applique 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.

## NOTE 4. ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

### A) SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES

Au 31 décembre 2018, le groupe Neoen est composé de 280 sociétés consolidées, dont 276 en intégration globale et 4 en mise en équivalence.

### B) SOCIÉTÉS NON CONSOLIDÉES

Le Groupe a consolidé l'intégralité de ses filiales même si certaines pourraient être considérées comme non significatives.

### C) ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE

#### Finlande

Le 4 mai 2018, Neoen Northern Hemisphere a acheté à Prokon Wind Energy Finland Oy 80,1% des parts de la société Hedet Vindpark portant les projets Hedet et Bjorkliden en Finlande.

L'entité acquise a été traitée en tant qu'acquisition d'actif et comptabilisée en immobilisations incorporelles (Note 14) pour un montant de 2,2 millions d'euros.

#### France

Le Groupe a cédé les centrales solaires Melissa et Manosque Ombrière, antérieurement détenues à 100%.

#### Développement des activités

Dans le cadre de son développement, Neoen est amené à créer régulièrement des sociétés.



## NOTES SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

## NOTE 5. CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires se ventile de la façon suivante :

(en milliers d'euros)	Solaire	Éolien	Biomasse	Stockage	Autre	Total 2018
Électricité	62 262	68 054	16 515	-	-	146 831
Certificats verts	4 380	39 230	-	-	-	43 610
Vapeur	-	-	4 124	-	-	4 124
<b>Ventes d'énergies sous contrat</b>	<b>66 642</b>	<b>107 284</b>	<b>20 639</b>	-	-	<b>194 564</b>
Électricité	7 904	-	-	15 251	-	23 154
Certificats verts	4 656	-	-	-	-	4 656
Vapeur	-	-	-	-	-	-
<b>Ventes d'énergies sur le marché</b>	<b>12 559</b>	-	-	<b>15 251</b>	-	<b>27 810</b>
<b>Autres produits</b>	<b>1 174</b>	<b>286</b>	-	<b>2 687</b>	<b>1 104</b>	<b>5 252</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>80 375</b>	<b>107 570</b>	<b>20 639</b>	<b>17 938</b>	<b>1 104</b>	<b>227 626</b>

(en milliers d'euros)	Solaire	Éolien	Biomasse	Stockage	Autre	Total 2017
Électricité	54 028	38 381	6 814	-	-	99 223
Certificats verts	624	18 796	-	-	-	19 420
Vapeur	-	-	802	-	-	802
<b>Ventes d'énergies sous contrat</b>	<b>54 652</b>	<b>57 177</b>	<b>7 616</b>	-	-	<b>119 445</b>
Électricité	265	7 285	-	445	-	7 995
Certificats verts	-	8 179	-	-	-	8 179
Vapeur	-	-	-	-	-	-
<b>Ventes d'énergies sur le marché</b>	<b>265</b>	<b>15 464</b>	-	<b>445</b>	-	<b>16 174</b>
<b>Autres produits</b>	<b>806</b>	-	-	<b>122</b>	<b>2 758</b>	<b>3 685</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>55 723</b>	<b>72 641</b>	<b>7 616</b>	<b>566</b>	<b>2 758</b>	<b>139 304</b>

## Vente d'énergies sous contrat

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'énergie photovoltaïque par rapport au 31 décembre 2017 est essentiellement liée à la mise en services des centrales Parkes et Griffith en Australie au premier semestre 2018 (+8,1 millions d'euros) ainsi que l'impact d'une production sur l'année de la centrale Providencia, mise en service mi 2017, pour +3,8 millions d'euros.

La hausse significative des revenus du secteur éolien s'explique principalement par l'impact année pleine des mises en service courant 2017 des projets australiens Hornsdale 2 (+5,3 millions d'euros) et Hornsdale 3 (+32,3 millions d'euros), les revenus 2017 étant vendus sur le marché, Vallée aux Grillons et Osière en France (+4,3 millions d'euros), et à la mise en service en 2018 des projets Champs d'Amour, Chassepain et Pays Chaumontais en France (+4,8 millions d'euros).

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'énergies biomasse (+13,0 millions d'euros) est liée à la remise en service de la centrale de Commentry fin 2017, à la suite d'un arrêt dû à un incident technique fin 2016.

L'augmentation du chiffre d'affaires provenant de l'activité stockage est liée à la mise en service de Hornsdale Power Reserve fin 2017.

Il convient de noter que la variation du dollar et du dollar australien ont un impact négatif de 7,2 millions d'euros sur la période.

## Vente d'énergies sur le marché

Les ventes d'énergies sur le marché sont constituées principalement des revenus provenant du parc de stockage HPR (15,2 millions d'euros) ainsi que des centrales solaires Coleambally (9,4 millions d'euros) et Dubbo (3,0 millions d'euros) mise en service cette année en Australie.

En 2017 nous avons une partie des revenus du projet Hornsdale 1 (4,6 millions d'euros) et Hornsdale 3 (10,9 millions d'euros) dont les revenus sont totalement encadrés dans des contrats d'achats.

## Autres produits

En 2018, les ventes de service comprennent essentiellement la facturation au gouvernement australien de la mise à disposition d'une partie des capacités de stockage de la centrale Hornsdale Power Reserve, pour 2,7 millions d'euros ainsi que des prestations de services et de loyers facturés à des entités hors groupe.

**NOTE 6. ACHATS DE MARCHANDISES**

Les achats de marchandises correspondent à l'achat de bois pour le fonctionnement de la centrale biomasse de Commentry.

La variation des postes achats de marchandises et variation de stocks s'expliquent par les achats de bois effectués dans le cadre de l'activité biomasse.

**NOTE 7. CHARGES EXTERNES ET DE PERSONNEL**

Ces dépenses sont principalement composées de charges d'exploitation sur les actifs de production (assurance, maintenance...) et à d'autres frais non directement affectés aux projets.

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Entretiens et réparations	(14 273)	(9 047)
Autres charges externes	(25 716)	(23 129)
<b>Charges externes</b>	<b>(39 989)</b>	<b>(32 175)</b>
Salaires et charges	(9 859)	(6 276)
<b>CHARGES EXTERNES ET DE PERSONNEL</b>	<b>(49 848)</b>	<b>(38 452)</b>

L'augmentation des charges externes provient principalement de la centrale solaire Providencia (+1,2 million d'euros), la centrale éolienne de Hornsdale 3 (+1,8 million d'euros) et de la batterie de stockage Hornsdale Power Reserve (+2,6 millions d'euros), mises en service en 2017.

La hausse s'explique également par les mises en service courant 2018 de nouvelles unités de production, notamment les centrales solaires Griffith, Parkes et Dubbo en Australie (+1,1 million d'euros).

Les charges de développement non activées sur la période s'élèvent à 1,3 million d'euros.

L'application de la norme IFRS 16 a généré une baisse des charges externes pour un montant de 4,2 millions d'euros en 2018.

L'augmentation des charges de personnel est liée à l'augmentation de l'effectif et la croissance de l'activité – 184 salariés à fin 2018 contre 134 à fin 2017 – ainsi que par la diminution du taux d'activation des salaires et charges sur la période (50% en 2018 contre 61% en 2017).

**NOTE 8. IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS**

Conformément à IFRIC 21, le Groupe comptabilise les taxes dès leur exigibilité. La hausse provient en partie de la mise en service des centrales Vallée aux Grillons et l'Osière en 2017 et qui sont redevables pour la première fois de plusieurs taxes (Ex : Taxe foncière, IFER).

**NOTE 9. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS COURANTS**

Les autres produits et charges opérationnels se décomposent de la manière suivante :

(en milliers d'euros)	31.12.2018	31.12.2017
Autres produits opérationnels courants	10 744	9 169
Autres charges opérationnelles courantes	( 747)	( 428)
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS COURANTS</b>	<b>9 997</b>	<b>8 741</b>

Les autres produits opérationnels courants sont essentiellement composés de compensations pour pertes de revenus suite au retard de mise en service des projets Parkes, Griffith et Dubbo en Australie pour un total de 8,4 millions d'euros ainsi que des amortissements de la partie non remboursable des subventions reçues dans le cadre du projet DeGrussa (2,6 millions d'euros) et Arena (0,3 million d'euros).

**NOTE 10. AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS OPÉRATIONNELS COURANTS**

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Dotations nettes aux amortissements des actifs immobilisés	(65 754)	(41 466)
Dotations aux provisions	(356)	-
Reprises de provisions	678	-
<b>AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS</b>	<b>(65 432)</b>	<b>(41 466)</b>

L'augmentation des dotations aux amortissements des actifs de production provient essentiellement des centrales mises en service intervenues depuis 2017 pour 21,4 millions d'euros ainsi que des amortissements effectués dans le cadre de l'application de la norme IFRS 16 pour 3,3 millions d'euros.

**NOTE 11. AUTRES PRODUITS ET CHARGES NON COURANTS**

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Frais de développement antérieurs	(4 102)	(3 346)
Résultat des cessions d'actifs	520	1 264
Autres produits et charges	(3 734)	(1 904)
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS NON COURANTS</b>	<b>(7 316)</b>	<b>(3 987)</b>
<b>AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS OPÉRATIONNELS NON COURANTS</b>	<b>1 524</b>	<b>(3 032)</b>

**Autres produits et charges opérationnels non courants**

Les frais de développement immobilisés pour lesquels le Groupe, à la suite d'événements externes, considère que les critères d'activation prévus par IAS 38 ne sont plus respectés, sont comptabilisés en autres charges opérationnelles non courantes sur la période (4,1 millions d'euros).

Les autres éléments non récurrents comprennent principalement des coûts engagés dans le cadre de l'introduction en bourse pour 3 millions d'euros.

**Amortissements et provisions opérationnels non courants**

Les amortissements et provisions opérationnels non courants sur la période proviennent d'une reprise nette de provision pour dépréciation des frais de développement activés pour 1,5 million d'euros.

En 2017, les amortissements et provisions opérationnels non courants s'expliquent par une dépréciation nette des reprises des frais de développement pour 1,5 million d'euros ainsi que la dépréciation de stocks d'études sur l'activité de développement d'éolien en mer pour 1,5 million d'euros.

**NOTE 12. RÉSULTAT FINANCIER**

Le résultat financier est principalement composé de charges d'intérêts liées aux financements des actifs de production et aux emprunts *corporate*.

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Charges d'intérêts sur emprunt	(55 653)	(33 587)
Charges financières sur instruments dérivés	(7 445)	(4 147)
Charges d'intérêts sur droits d'utilisation	(2 508)	-
<b>Coût de l'endettement financier</b>	<b>(65 606)</b>	<b>(37 734)</b>
Produits et charges d'intérêts sur comptes courants	(2 378)	(178)
Gains et pertes de change	(2 464)	(1 094)
Autres produits et charges financières	(3 463)	2 619
<b>Total autres produits et charges financiers</b>	<b>(8 305)</b>	<b>1 348</b>
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(73 910)</b>	<b>(36 386)</b>

Le coût net de l'endettement financier est composé de charges d'intérêts liées aux financements des actifs de production (-53,9 millions d'euros), aux emprunts *corporate* (-1,8 millions d'euros), aux instruments financiers (-7,4 millions d'euros), et à la charge financière liée à l'application de la norme IFRS 16 (-2,5 millions d'euros).

La hausse du coût de l'endettement financier s'explique principalement par l'augmentation du nombre de centrales sous financement.

Les autres produits et charges financières comprennent essentiellement des frais de caution, de garantie et des charges liées aux différents refinancements (notamment GS Cestas 1 en 2017).

Ce poste comprend également l'impact des instruments financiers dérivés (-0,8 millions d'euros en 2018 contre +4,0 millions d'euros en 2017).

**NOTE 13. IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS**

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
Impôts exigibles	(7 710)	(2 738)
Impôts différés	(8 028)	(4 140)
<b>TOTAL IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS</b>	<b>(15 738)</b>	<b>(6 879)</b>

La différence entre la charge d'impôt effective et la charge d'impôt théorique s'analyse comme suit :

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Résultat avant impôts</b>	<b>29 261</b>	<b>17 312</b>
Taux d'impôt sur les bénéfices applicables à la maison mère	33,33%	33,33%
<b>Charge théorique d'impôt</b>	<b>(9 753)</b>	<b>(5 770)</b>
Différences de taux d'imposition	(414)	891
Différences permanentes	(4 446)	1 055
Impôt sans base	(711)	68
Variation d'actifs d'impôts sur déficits reportables	412	(363)
Déficits fiscaux générés sur la période non activés	(897)	(1 954)
Imputation de déficits antérieurs non activés	71	88
Effet de changement du taux d'impôt		(1 140)
Autres		246
<b>CHARGE RÉELLE D'IMPÔT</b>	<b>(15 738)</b>	<b>(6 879)</b>
Taux effectif d'impôt	53,78%	39,74%

La variation de l'impact des différences permanentes provient essentiellement de retraitements fiscaux liés à la non-déductibilité des intérêts excédentaires et du mécanisme de sous-capitalisation, ainsi qu'à la non-utilisation de crédits d'impôts liés aux retenues à la source.

## NOTES SUR LE BILAN

## NOTE 14. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

<i>(en milliers d'euros)</i>	Frais de développement immobilisés – Opération	Frais de développement immobilisés – Études	Autres immobilisations incorporelles	Total
<b>Valeurs brutes</b>				
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>26 687</b>	<b>31 984</b>	<b>3 699</b>	<b>62 369</b>
Acquisitions	4 529	13 774	13 908	32 211
Diminutions	-	(3 272)	-	(3 272)
Effet des variations de périmètre	-	-	17 661	17 661
Autres mouvements et reclassements	5 154	(8 147)	8 607	5 615
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>36 370</b>	<b>34 339</b>	<b>43 875</b>	<b>114 585</b>
Acquisitions	4 925	16 825	299	22 048
Diminutions	-	(4 102)	-	(4 102)
Effet des variations de périmètre	-	-	6 261	6 261
Autres mouvements et reclassements	7 378	(9 311)	(5 120)	(7 054)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>48 672</b>	<b>37 751</b>	<b>45 315</b>	<b>131 738</b>
<b>Amortissements et dépréciations</b>				
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>(2 809)</b>	<b>(3 197)</b>	<b>(239)</b>	<b>(6 244)</b>
Dotation aux amortissements	(1 502)	-	(337)	(1 839)
Perte de valeur	-	(3 743)	-	(3 743)
Reprise sur provision pour perte de valeur	-	2 252	-	2 252
Diminutions	-	-	-	-
Effet des variations de périmètre	-	-	-	-
Autres mouvements et reclassements	-	5	27	32
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>(4 311)</b>	<b>(4 683)</b>	<b>(549)</b>	<b>(9 543)</b>
Dotation aux amortissements	(1 690)	-	(405)	(2 095)
Perte de valeur	-	(2 050)	-	(2 050)
Reprise sur provision pour perte de valeur	-	3 574	-	3 574
Diminutions	-	-	25	25
Effet des variations de périmètre	-	-	-	-
Autres mouvements et reclassements	17	0	5	22
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>(5 984)</b>	<b>(3 158)</b>	<b>(924)</b>	<b>(10 066)</b>
<b>Valeurs nettes</b>				
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2017</b>	<b>23 878</b>	<b>28 787</b>	<b>3 460</b>	<b>56 125</b>
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>32 059</b>	<b>29 656</b>	<b>43 327</b>	<b>105 042</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>42 688</b>	<b>34 593</b>	<b>44 392</b>	<b>121 672</b>

## Frais de développement

Au cours de l'année 2018, le Groupe a activé des charges directement imputables au développement de projets pour un montant de 21,8 millions d'euros.

En outre, des frais de développement, activés au cours des exercices antérieurs, sont passés par résultat consécutivement à l'abandon ou à la cession des projets auxquels ils étaient rattachés. Le montant des charges ainsi constatées s'élève à 4,1 millions d'euros. Ces projets avaient fait l'objet de dépréciation, à hauteur de 3,3 millions d'euros, lors des exercices précédents.

Enfin, des frais de développement activés ont été dépréciés étant donné que des facteurs externes à la Société sont venus diminuer les probabilités de succès de ces projets, et d'autres ont été réappréciés sur la période, pour un montant net de -1,8 millions d'euros.

Les « Frais de développement immobilisés – Études », pour 34,6 millions d'euros, comprennent 10,2 millions d'euros de dépenses activées relatives aux projets dont le tarif est sécurisé.



**Autres immobilisations incorporelles**

Ce poste est composé :

- des engagements pris par le Groupe dans le cadre de la signature des contrats d'achat d'électricité en Australie pour 24,9 millions d'euros ;
- des actifs incorporels constatés lors de l'acquisition de projets en cours de développement, notamment Bulgana en Australie pour 12,8 millions d'euros (éolien), La Puna en Argentine pour 3,3 millions d'euros (photovoltaïque), et Hedet en Finlande pour 2,2 millions d'euros (éolien).

**NOTE 15. IMMOBILISATIONS CORPORELLES**

(en milliers d'euros)	Actifs de production	Actifs de production en-cours	Droits d'utilisation sur actifs loués	Autres immobilisations corporelles	Total
<b>Valeurs brutes</b>					
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>666 279</b>	<b>221 373</b>	-	<b>7 713</b>	<b>895 365</b>
Acquisitions	57 111	449 517	-	574	507 201
Cessions	-	(1 448)	-	(7)	(1 456)
Effet des variations de périmètre	-	1 556	-	101	1 657
Effet de change	(29 330)	(13 810)	-	(558)	(43 699)
Autres mouvements et reclassements	441 630	(444 389)	-	164	(2 595)
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>1 135 690</b>	<b>212 797</b>	-	<b>7 986</b>	<b>1 356 474</b>
Acquisitions	3 156	428 498	-	10 534	442 188
Cessions	-	(132)	(16)	(142)	(289)
Effet des variations de périmètre	(1 028)	2 093	-	(14)	1 051
Effet de change	(30 464)	(3 136)	(651)	199	(34 052)
Autres mouvements et reclassements	378 689	(372 305)	99 802	11	106 196
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>1 486 043</b>	<b>267 816</b>	<b>99 135</b>	<b>18 574</b>	<b>1 871 568</b>
<b>Amortissements et dépréciations</b>					
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>(66 908)</b>	<b>(1 063)</b>	-	<b>(611)</b>	<b>(68 582)</b>
Dotations aux amortissements	(39 404)	-	-	(223)	(39 627)
Perte de valeur	-	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	2	2
Effet des variations de périmètre	-	-	-	(24)	(24)
Effet de change	944	12	-	15	972
Autres mouvements et reclassements	(146)	-	-	128	(17)
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>(105 513)</b>	<b>(1 051)</b>	-	<b>(711)</b>	<b>(107 276)</b>
Dotations aux amortissements	(59 981)	-	(3 269)	(327)	(63 578)
Perte de valeur	-	-	-	-	-
Cessions	2	(2)	16	60	76
Effet des variations de périmètre	363	-	-	2	365
Effet de change	1 484	(7)	27	8	1 512
Autres mouvements et reclassements	49	2	-	(0)	51
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>(163 597)</b>	<b>(1 059)</b>	<b>(3 226)</b>	<b>(968)</b>	<b>(168 850)</b>
<b>Valeurs nettes</b>					
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2017</b>	<b>599 371</b>	<b>220 309</b>	-	<b>7 103</b>	<b>826 783</b>
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>1 030 177</b>	<b>211 746</b>	-	<b>7 275</b>	<b>1 249 197</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>1 322 446</b>	<b>266 757</b>	<b>95 908</b>	<b>17 606</b>	<b>1 702 717</b>

### Actifs de production en-cours

Les acquisitions de la période correspondent aux centrales en construction en 2018, notamment les projets :

- **en Australie** : Coleambally (121,1 millions d'euros), Numurkah (49,1 millions d'euros), Bulgana (77,7 millions d'euros) ;
- **en France** : Chassepain (14 millions d'euros), Pays Chaumontais (10,4 millions d'euros), Lagarde d'Apt (11,2 millions d'euros), Lugos (8,3 millions d'euros), Plateau de l'Auxois Sud (15,2 millions d'euros) ;
- ainsi que EREC (15,7 millions d'euros) en **Jamaïque**, Hedet en **Finlande** (24,6 millions d'euros), et Bangweulu (27,8 millions d'euros) en **Zambie**.

L'effet de variation de périmètre correspond principalement aux immobilisations du projet Hedet, acquis sur la période.

Les immobilisations des centrales entrées en opération en 2018, ont été reclassées en actifs de production.

Par ailleurs, les flux de trésorerie liés à l'acquisition d'immobilisations incorporelles et corporelles, nets de la variation des comptes fournisseurs d'immobilisations, se détaillent comme suit :

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Acquisition d'immobilisations incorporelles	22 048	32 211
Acquisition d'immobilisations corporelles	442 188	507 201
Variation cash des dettes fournisseurs d'immobilisations	19 626	(71 405)
<b>INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS</b>	<b>483 862</b>	<b>468 007</b>

### NOTE 16. PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET CO-ENTREPRISES

La variation des participations dans les entreprises associées s'analyse comme suit :

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
<b>Montant en début de période</b>	<b>7 039</b>	<b>6 443</b>
Dividendes versés	(312)	(426)
Augmentation de Capital	-	-
Changement de méthode de consolidation	-	-
Quote-part de résultat dans les entreprises associées	765	422
Variation de juste valeur	(779)	599
Autres mouvements	(0)	0
<b>TOTAL FIN DE PÉRIODE</b>	<b>6 713</b>	<b>7 039</b>

Ce poste correspond essentiellement à la valorisation de la centrale de Seixal (CSNSP 441 au Portugal) pour 6,8 millions d'euros, et aux titres de BNRG Neoen Holding en Irlande et Tureau à la Dame en France pour -0,1 millions d'euros.

## NOTE 17. ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS

(en milliers d'euros)	Classement selon IAS 39	Classement selon IFRS 9	Valeur comptable IFRS 9 au 31/12/2018	Valeur comptable IFRS 9 au 31/12/2017	Valeur comptable IAS 39 au 31/12/2017
Dépôts de garantie	Prêts et créances	Coût amorti	97 835	66 841	66 841
Titres non consolidés	Disponibles à la vente	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global – instrument de capitaux propres	2 460	2 460	2 460
Prêts à plus d'un an	Prêts et créances	Coût amorti	5 672	9 076	9 076
<b>TOTAL ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS</b>			<b>105 968</b>	<b>78 377</b>	<b>78 377</b>

## Dépôts de garantie

Les dépôts de garantie sont liés :

- aux comptes de réserve des financements bancaires sur les actifs de production ;
- aux dépôts constitués dans le cadre de réponses aux appels d'offres.

L'augmentation des dépôts de garantie en 2018 correspond principalement à la mise en place de *DSRA (Debt Service Reserve Account)* sur des projets australiens.

## Titres non consolidés

Les titres non consolidés concernent les participations minoritaires résiduelles dans les groupements Cestas. Le Groupe a opté pour une évaluation de ces titres à la juste valeur par le biais des éléments non recyclables du résultat global.

## Prêts à plus d'un an

Le Groupe finance par compte-courant le développement et la construction de centrales dans des sociétés non consolidées par intégration globale.

## NOTE 18. BESOINS EN FOND DE ROULEMENT

Le détail de la variation du besoin en fond de roulement présenté dans le tableau de flux de trésorerie se présente ainsi :

(en milliers d'euros)	Bilan au 31/12/2018	Bilan au 31/12/2017	Besoin en fonds de roulement (Bilan)	Variations de périmètre	Changement de méthode (IFRS 16)	Écarts de conversion	Besoin en fonds de roulement (TFT)
Stocks et encours	349	453	104	-	-	-	104
Créances clients et comptes rattachés	33 755	29 024	(4 731)	49	-	585	(5 366)
Dettes fournisseurs	(25 775)	(23 009)	2 767	(14)	-	(252)	3 033
Autres créances	48 009	44 966	(3 043)	(360)	660	286	(3 628)
Autres dettes	(35 573)	(45 498)	(9 925)	(10 082)	-	259	(102)
<b>TOTAL</b>	<b>20 764</b>	<b>5 936</b>	<b>(14 828)</b>	<b>(10 407)</b>	<b>660</b>	<b>879</b>	<b>(5 960)</b>

Le besoin en fonds de roulement de -6,0 millions d'euros s'explique principalement par :

- la variation des créances clients (-5,4 millions d'euros), notamment du fait des centrales entrées en opération en 2018 ;
- un effet positif des dettes fournisseurs (+3,0 millions d'euros) ;
- une variation des autres créances de -3,6 millions d'euros, dont la TVA à récupérer consécutivement aux factures de construction reçues en fin de période.

Le total des variations de périmètre correspond principalement aux dettes relatives aux compléments de prix de Bulgana, La Puna et Hedet. Les effets cash de ceux-ci sont inclus dans la catégorie des flux d'investissement (en acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise).

**NOTE 19. STOCKS**

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Stocks d'études – Valeur Brute	1 541	1 541
Stocks d'études – Dépréciation	(1 541)	(1 541)
<b>Total stocks d'études</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Stocks de marchandises – Valeur Brute	349	453
Stocks de marchandises – Dépréciation	-	-
<b>Total stocks de marchandises</b>	<b>349</b>	<b>453</b>
<b>TOTAL STOCKS ET ENCOURS</b>	<b>349</b>	<b>453</b>

**Stocks d'études**

Les stocks d'études liés aux développements des activités d'éolien en mer pour 1,5 million d'euros ont été dépréciés pour leur totalité.

**Stocks de marchandises**

Les stocks de marchandises sont constitués de bois pour la centrale biomasse de Commentry.

**NOTE 20. CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS**

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Créances clients	34 101	29 024
Dépréciations créances clients	(347)	-
<b>TOTAL CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS</b>	<b>33 755</b>	<b>29 024</b>

Le Groupe vend majoritairement l'électricité qu'il produit dans le cadre de contrats sous obligation d'achat (dont les conditions sont précisées dans des décrets ou règlement d'appel d'offres).

Les créances constatées en date de clôture correspondent essentiellement à des factures non échues de vente d'électricité et de certificats verts.

L'augmentation s'explique principalement par la croissance du nombre de centrales en opération.

Compte tenu de la qualité des signataires des contrats de vente d'électricité, le Groupe considère que le risque de contrepartie lié aux comptes clients est négligeable. Le bilan ne présentait aucune créance client échue significative au 31 décembre 2018 ainsi qu'au 31 décembre 2017.

**NOTE 21. AUTRES ACTIFS COURANTS**

Les autres actifs courants s'analysent comme suit :

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Créances fiscales et sociales	31 501	26 908
Fournisseurs débiteurs	7 974	10 079
Charges constatées d'avance	8 101	8 339
Autres débiteurs	1 370	2 159
<b>TOTAL AUTRES ACTIFS COURANTS</b>	<b>48 946</b>	<b>47 483</b>

À fin 2018, les créances fiscales et sociales sont essentiellement constituées de la TVA à récupérer sur des factures d'immobilisations, notamment dans le cadre de la construction des centrales Chassepain, Corbas et Azur Est en France, Bulgana et Numurkah en Australie et Hedet en Finlande.

Les montants indiqués en fournisseurs débiteurs correspondent à des fournisseurs d'immobilisation, soit pour des acomptes soit pour des indemnités de retard.

Dans certains cas particuliers, le Groupe est amené à régler en avance des prestations lui octroyant des droits d'accès au terrain ou d'utilisation de réseau d'électricité ou de vapeur en phase d'opération, entraînant ainsi la comptabilisation de charges constatées d'avance.

## NOTE 22. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

(en milliers d'euros)

	31/12/2018	31/12/2017
Placements à court terme	165 392	3 832
Disponibilités	338 440	256 168
<b>TOTAL TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>	<b>503 832</b>	<b>260 000</b>

Suite à son introduction en bourse, Neoen a placé 160 millions d'euros sur des comptes à terme. Ces placements sont entièrement disponibles et ne présentent pas de risques.

La trésorerie est principalement composée de la liquidité au niveau de Neoen S.A. pour 253,2 millions d'euros, des tirages de dettes seniors afin de payer les factures d'investissement au sein des projets pour 92,7 millions d'euros, et de tirages de l'obligation verte de 26,2 millions d'euros en vue d'investissements dans de nouveaux projets (cf. Note 36 Événements postérieurs à la clôture).

## NOTE 23. CAPITAUX PROPRES

Les mouvements affectant les capitaux propres du groupe Neoen au cours des exercices 2017 et 2018 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés.

Au cours de l'exercice, les investisseurs minoritaires ont effectué des augmentations de capital dans les sociétés intégrées globalement pour 0,6 million d'euros.

## Capital social, réserves et primes

Le 2 juillet 2018, 755 000 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 2,00 euros et 75 000 bons de souscription d'actions à un prix d'exercice de 1,39 euro (volumes et prix avant regroupement) ont été exercés pour un montant total de 1 614 250 euros dont 784 250 euros de prime d'émission.

Le 1<sup>er</sup> octobre 2018, la Société a procédé à un regroupement d'actions sur le principe d'une action nouvelle valant 2 actions anciennes. La valeur nominale de l'action étant portée de 1 euro à 2 euros.

Les différents mouvements intervenus sur le capital au cours de l'exercice sont les suivants :

Date	Opérations	Capital social (en milliers d'euros)	Prime d'émission (en milliers d'euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale (en euros)
<b>31/12/2017</b>		<b>107 964</b>	<b>64 027</b>	<b>107 964 140</b>	<b>1,00</b>
02/07/2018	Exercice de 755.000 OSA d'un prix unitaire de 2,00 €	755	755	755 000	1,00
02/07/2018	Exercice de 75.000 BSA d'un prix unitaire de 1,39 €	75	29	75 000	1,00
01/10/2018	Regroupement d'actions			(54 397 070)	-
18/10/2018	incorporation du compte-courant d'associé d'Impala	6 500	47 128	3 250 201	2,00
18/10/2018	Introduction en bourse	54 545	395 455	27 272 727	2,00
21/11/2018	Exercice de 37.500 OSA à 4,00 €	75	75	37 500	2,00
<b>31/12/2018</b>		<b>169 915</b>	<b>507 469</b>	<b>84 957 498</b>	<b>2,00</b>

## Plan d'option de souscription d'actions

Le 30 mai 2018, le président de la Société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a attribué 45 000 stock-options au prix d'exercice de 10 euros. La durée d'acquisition des droits est de trois ans et l'échéance des plans est fixée à 5 ans à compter de la date d'attribution.

Le 5 juillet 2018, le président de la Société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a attribué 65 000 stock-options au prix d'exercice de 10 euros. La durée d'acquisition des droits est de trois ans et l'échéance des plans est fixée à 5 ans à compter de la date d'attribution.

La juste valeur des plans d'options de souscription d'actions accordés en 2018 s'élève à 197 000 euros. Cette valeur est enregistrée en charge sur la période d'acquisition des droits avec une contrepartie directe en capitaux propres. À ce titre, une charge de 102 000 euros a été reconnue au compte de résultat en 2018.

Le Groupe a retenu les hypothèses suivantes pour valoriser ces plans :

- volatilité de 23% (compte tenu de la volatilité des sociétés comparables) ;
- taux d'intérêt sans risque correspondant à l'OAT 5 ans à la date d'attribution ;
- maturité moyenne des plans de 1 an.



Date d'attribution	Nombre d'options attribuées		Date de départ d'exercice	Date d'expiration	Prix d'exercice		Nombre d'actions en circulation	
	avant regroupement	après regroupement			avant regroupement	après regroupement	avant regroupement	après regroupement
01/01/15	1 142 500	571 250	01/01/17	01/01/20	2,00 €	4,00 €	157 500	78 750
10/01/16	255 000	127 500	10/01/19	10/01/21	2,00 €	4,00 €	180 000	90 000
16/05/16	50 000	25 000	16/05/19	16/05/21	2,00 €	4,00 €	50 000	25 000
23/12/16	470 000	235 000	23/12/19	23/12/21	3,00 €	6,00 €	450 000	225 000
30/05/18	90 000	45 000	30/05/21	30/05/23	5,00 €	10,00 €	90 000	45 000
05/07/18	130 000	65 000	05/07/21	05/07/23	5,00 €	10,00 €	130 000	65 000
<b>TOTAL</b>	<b>2 137 500</b>	<b>1 068 750</b>					<b>1 057 500</b>	<b>528 750</b>

### Plan d'attribution d'actions gratuites

Le 23 février 2018, le président de la Société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a décidé d'attribuer gratuitement 106 054 actions (nombre après regroupement d'actions). L'attribution d'actions ne sera définitive, sous réserve de remplir les conditions fixées par le président dans le plan d'attribution, qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 1 an.

Le 9 avril 2018, le président de la Société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a décidé d'attribuer gratuitement 2 500 actions (nombre après regroupement d'actions). L'attribution des actions ne sera définitive, sous réserve de remplir les conditions fixées par le président dans le plan d'attribution, qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 2 ans.

Le 30 mai 2018, le président de la Société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a décidé d'attribuer gratuitement 107 500 actions (nombre après regroupement d'actions). L'attribution des actions ne sera définitive, sous réserve de remplir les conditions fixées par le président dans le plan d'attribution, qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans.

Le 5 juillet 2018, le président de la Société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a décidé d'attribuer gratuitement 570 644 actions (nombre après regroupement d'actions). L'attribution des actions ne sera définitive, sous réserve de remplir les conditions fixées par le président dans le plan d'attribution, qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 2,26 ans.

### Détail des instruments dilutifs

(en nombre d'actions)		31/12/2018	31/12/2017 pro forma	31/12/2017	31/12/2017 pro forma	31/12/2016 pro forma	31/12/2017	31/12/2016
		<b>Avant prise en compte des instruments dilutifs</b>						
Nombre d'actions		84 957 498	53 982 070	107 964 140	53 982 070	52 953 785	107 964 140	105 907 569
Nombre d'actions autodétenues		150 658	5 000	10 000	5 000	108 750	10 000	217 500
Nombre d'actions hors auto-détenues		84 806 840	53 977 070	107 954 140	53 977 070	52 845 035	107 954 140	105 690 069
<b>NOMBRE MOYEN D' ACTIONS SUR LA PÉRIODE AVANT DILUTION</b>		<b>69 391 955</b>			<b>53 411 052</b>			
<b>Instruments dilutifs</b>	Actions Gratuites	786 698	0	0	0	108 588	0	217 175
	Stocks Options	528 750	833 750	1 667 500	833 750	1 054 275	1 667 500	2 108 550
	Bons de souscription d'actions	0	37 500	75 000	37 500	676 673	75 000	1 353 346
	<b>TOTAL</b>	<b>1 315 448</b>	<b>871 250</b>	<b>1 742 500</b>	<b>871 250</b>	<b>1 839 536</b>	<b>1 742 500</b>	<b>3 679 071</b>
<b>Après prise en compte des instruments dilutifs</b>								
Nombre d'actions		86 272 946	54 853 320	109 706 640	54 853 320	54 793 320	109 706 640	109 586 640
Nombre d'actions autodétenues		150 658	5 000	10 000	5 000	108 750	10 000	217 500
Nombre d'actions hors auto-détenues		86 122 288	54 848 320	109 696 640	54 848 320	54 684 570	109 696 640	109 369 140
<b>NOMBRE MOYEN D' ACTIONS SUR LA PÉRIODE APRÈS DILUTION</b>		<b>70 485 304</b>			<b>54 766 445</b>			

## Intérêts ne conférant pas le contrôle

(en milliers d'euros)	Pays	Pourcentage de détention des intérêts ne conférant pas le contrôle	Résultat net part des intérêts ne conférant pas le contrôle	Montant cumulé des intérêts ne conférant pas le contrôle
HWF HoldCo 1	Australie	30,00%	461	9 310
HWF HoldCo 3	Australie	20,00%	422	6 550
HWF HoldCo 2	Australie	20,00%	(80)	3 744
HWF 1	Australie	30,00%	(263)	1 054
HWF 2	Australie	20,00%	1 510	429
Bangweulu Power Company	Zambie	41,20%	(397)	331
HWF 3	Australie	20,00%	1 877	186
Hedet	Finlande	19,90%	(63)	21
Central Metoro S.A.	Mozambique	25,00%	(136)	(137)
EREC	Jamaïque	50,00%	(493)	(271)
Biomasse Energie de Commentry	France	49,00%	(1 483)	(10 337)
Individuellement non significatives			(197)	(741)
<b>PARTICIPATIONS NE CONFÉRANT PAS LE CONTRÔLE</b>			<b>1 158</b>	<b>10 140</b>

## NOTE 24. PROVISIONS

Le mouvement sur les provisions se détaille ainsi :

(en milliers d'euros)	Provisions non courantes	Provisions courantes
<b>Montant au 31 décembre 2016</b>	<b>5 115</b>	<b>-</b>
Dotations	-	-
Reprises utilisées	-	-
Actualisation	105	-
Effet des variations de périmètre	-	-
Autres mouvements	575	-
<b>Montant au 31 décembre 2017</b>	<b>5 795</b>	<b>-</b>
Dotations	-	-
Reprises utilisées	(597)	-
Actualisation	181	-
Effet des variations de périmètre	(28)	-
Autres mouvements	5 223	-
<b>MONTANT AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>10 573</b>	<b>-</b>

Les autres mouvements correspondent principalement aux provisions de démantèlement constatées sur les actifs de production entrés en opération courant 2018.

La provision pour démantèlement constatée sur les actifs de production en opération s'élève à 10,2 millions d'euros au 31 décembre 2018, contre 4,8 millions d'euros au 31 décembre 2017.

**NOTE 25. DETTES FINANCIÈRES**

Au 31 décembre 2018, l'endettement total du Groupe atteint 1 691 millions d'euros, contre 1 399 millions d'euros au 31 décembre 2017.

À l'exception des deux centrales ci-dessous, il n'est constaté aucune indication que les différentes sociétés financées par des dettes projet ne respectent pas leurs *covenants* de ratios financiers de *DSCR* minimum, ou de fonds propres minimum :

- Auxois Sud : des arrêts ont été réalisés en fin d'année 2018 afin de permettre la construction d'une extension (centrale du « Plateau de l'Auxois Sud ») entraînant une perte de revenu équivalente à 2 mois de production, ce qui abaissé le *DSCR* en dessous du déclenchement de défaut. Cet événement reste de nature exceptionnelle et ne reflète en rien une moindre performance de la centrale ;

- Champs d'Amour : Pour cette première année d'opération, la centrale éolienne de Champs d'Amour a été pénalisée par une ressource plus faible simultanément à la montée en charge plus lente que prévue. Cette conjonction a négativement déplacé le *DSCR* en dessous du déclenchement de défaut.

À la date du présent document, le Groupe a entamé des discussions avec les créanciers prêteurs dans le but d'obtenir des *waivers* à ces cas de non-respect de *DSCR* minimums. Le Groupe n'anticipe pas de difficultés significatives dans l'obtention de ces *waivers*.

La dette bancaire (financement des projets) issue des actifs en opération durant toute la période est de 829,9 millions d'euros.

**A) DETTE NETTE**

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Emprunt bancaire – financement des projets	1 229 321	974 345
Financements obligataires des projets	262 752	231 139
Dettes locatives	96 912	-
Financement <i>corporate</i>	16 091	78 429
Investisseurs minoritaires et autres	45 361	90 423
Instruments dérivés passifs – effets des couvertures	40 326	24 843
<b>Total dettes financières</b>	<b>1 690 763</b>	<b>1 399 180</b>
Investisseurs minoritaires et autres	(45 361)	(90 423)
<b>Total dettes financières ajustées</b>	<b>1 645 401</b>	<b>1 308 756</b>
Placements à court terme	(165 392)	(3 832)
Disponibilités	(338 440)	(256 168)
<b>Total trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>(503 832)</b>	<b>(260 000)</b>
Dépôts de garantie	(97 835)	(66 841)
Instruments dérivés actifs – effets des couvertures	(5 834)	(6 119)
Autres créances	6	(4 868)
<b>Total autres actifs</b>	<b>(103 664)</b>	<b>(77 829)</b>
<b>TOTAL DETTE NETTE</b>	<b>1 037 905</b>	<b>970 928</b>

Les dettes locatives sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA courant qui n'inclut pas les charges de loyers (application IFRS 16).

**B) ANALYSE PAR NATURE**

(en milliers d'euros)	Non courantes	Courantes	31/12/2018	Non courantes	Courantes	31/12/2017
Emprunt bancaire – financement des projets	1 142 661	86 660	1 229 321	910 425	63 921	974 345
Financements obligataires des projets	235 443	27 309	262 752	208 833	22 307	231 139
Dettes locatives	92 827	4 085	96 912	-	-	-
Financement <i>corporate</i>	13 850	2 241	16 091	15 250	63 179	78 429
Investisseurs minoritaires et autres	40 892	4 470	45 361	81 676	8 747	90 423
Instruments dérivés – effets des couvertures	33 270	7 056	40 326	17 475	7 369	24 843
<b>TOTAL DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>1 558 941</b>	<b>131 821</b>	<b>1 690 763</b>	<b>1 233 658</b>	<b>165 522</b>	<b>1 399 180</b>

## Emprunts bancaires – financement des actifs de production

Le Groupe finance une part prépondérante de ses investissements grâce à de la dette sans recours sur la société mère (« Project Finance »).

En 2018, les nouveaux financements de ce type s'élèvent à 342,8 millions d'euros, et concernent principalement les centrales solaires de Coleambally (108,3 millions d'euros), Bulgana (29,7 millions d'euros) et Numurkah (27,8 millions d'euros) en Australie, et les centrales éoliennes de Chassepain (30,6 millions d'euros), du Pays Chaumontais (29,3 millions d'euros) et du Plateau de l'Auxois Sud (19,1 millions d'euros) en France.

En 2017, ils concernaient les centrales éoliennes de HWF3, Osière, Vallée aux Grillons, Champs d'Amour, ainsi que les projets solaires de Parkes, Griffith et Dubbo.

## Financements obligataires des projets – non courant

En 2018, Neoen a tiré 50,2 millions d'euros supplémentaires sur le *green bond* conclu avec AMP Capital, et remboursé 8,7 millions d'euros.

En décembre 2017, Neoen a émis un *green bond* de 245 millions d'euros en trois devises (EUR, AUD et USD), sur un portefeuille de 42 projets multi-pays de 1,6 GW. Le financement du *green bond*, mis en place le 14 décembre, a été conclu avec AMP Capital. En 2017, les tirages représentaient 144,9 millions d'euros.

## Dettes locatives

La dette locative est initialement évaluée à la valeur actuelle des paiements de location qui ne sont pas payés à la date d'entrée en vigueur, actualisée au taux marginal d'emprunt du preneur puis remboursée et désactualisée suivant le rythme des paiements des loyers.

## Investisseurs minoritaires et autres

Les autres dettes financières sont principalement composées des comptes courants minoritaires dans les sociétés biomasse de Commentry, Hedet et EREC.

## Financement corporate – courant

Le Groupe a accès à plusieurs lignes de financement bancaires court terme.

## C) VENTILATION DES DETTES FINANCIÈRES PAR TYPOLOGIE DE TAUX

Les dettes financières se décomposent par taux de la façon suivante :

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Dettes à taux fixes	657 157	619 668
Dettes à taux variables	993 280	754 668
Effet des couvertures	40 326	24 843
<b>TOTAL DES DETTES FINANCIÈRES APRÈS EFFET DES COUVERTURES</b>	<b>1 690 763</b>	<b>1 399 180</b>

Par principe, les financements de projet souscrits à taux variable font l'objet d'une couverture qui représente en général 75% ou plus du montant de la dette. Ces instruments de couverture sont valorisés à leur juste valeur.

## D) VENTILATION DU TOTAL DES REMBOURSEMENTS DES DETTES FINANCIÈRES PAR ÉCHÉANCE

La ventilation par échéance du total des remboursements des dettes financières (incluant le remboursement du capital et le paiement des intérêts courus non échus) est la suivante :

(en milliers d'euros)	À moins d'un an	Entre un et cinq ans	À plus de cinq ans	Total dettes financières
Emprunt bancaire – financement des projets	86 660	200 931	941 730	1 229 321
Financements obligataires des projets	27 309	77 170	158 273	262 752
Dettes locatives	4 085	6 196	86 630	96 912
Financement corporate	2 241	9 850	4 000	16 091
Investisseurs minoritaires et Autres	4 470	1 422	39 470	45 361
Instruments dérivés – effets des couvertures	7 056	4 890	28 380	40 326
<b>TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>131 821</b>	<b>300 459</b>	<b>1 258 482</b>	<b>1 690 763</b>

## E) VENTILATION PAR FLUX DES DETTES FINANCIÈRES

(en milliers d'euros)	Variations sans effet de trésorerie								31/12/2018
	31/12/2017	Flux de trésorerie	Effet de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Changement de méthode (IFRS 16)	Autres variations	
Emprunt bancaire – financement des projets	974 345	276 720	(21 470)	(436)	1 747	(1 554)	-	(32)	1 229 321
Financements obligataires des projets	231 139	33 217	(3 091)	-	873	614	-	(0)	262 752
Dettes locatives	-	(2 844)	(621)	-	-	1 235	74 001	25 141	96 912
Financement <i>corporate</i>	78 429	(62 150)	(0)	-	-	-	-	(188)	16 091
Investisseurs minoritaires et autres	90 423	6 612	(270)	2 057	-	-	-	(53 461)	45 361
Instruments dérivés – effets des couvertures	24 843	(0)	(966)	-	16 449	-	-	-	40 326
<b>TOTAL DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>1 399 180</b>	<b>251 554</b>	<b>(26 418)</b>	<b>1 621</b>	<b>19 070</b>	<b>295</b>	<b>74 001</b>	<b>(28 540)</b>	<b>1 690 763</b>

La première application d'IFRS 16 a conduit à la constatation d'une dette locative de 74 millions d'euros (changement de méthode).

Les autres mouvements correspondent principalement à :

- la constatation des nouveaux baux ou avenants entrés en vigueur sur l'année pour 24,6 millions d'euros ;
- l'incorporation au capital du compte-courant d'associé détenu par Impala pour -53,6 millions d'euros.

## NOTE 26. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Afin de se couvrir contre la variation des taux d'intérêt des emprunts souscrits dans le cadre du financement de ses centrales de production, Neoen a recours à des swaps de taux (cf. Note 32.a). Au 31 décembre 2018, la comptabilité de couverture de flux de trésorerie est appliquée pour ces instruments financiers dérivés. Les flux d'intérêts relatifs à ces swaps de taux seront reconnus en résultat sur la durée des financements en liaison avec les charges d'intérêt de l'emprunt couvert.

En 2018, un montant de 17,2 millions d'euros a été reconnu dans les autres éléments du résultat global au titre de la variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie, et 1,7 million d'euros ont été recyclés entraînant une charge additionnelle du même montant.

Au cours de l'exercice 2017, un montant de -4,5 millions d'euros avait été reconnu dans les autres éléments du résultat global au titre de la variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie, et 4,1 millions d'euros avaient été recyclés par résultat.

## NOTE 27. IMPÔTS DIFFÉRÉS

Les impôts différés actifs et passifs inscrits au bilan ont pour origine :

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Différence entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales :		
• Immobilisations	5 815	5 061
• Provisions	(54 293)	(26 609)
• Écart d'évaluation	(2 388)	(2 523)
• Financier	7 902	3 184
• Autres éléments	1 603	332
Activation des déficits fiscaux et crédits d'impôt	42 655	25 597
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS</b>	<b>1 293</b>	<b>5 042</b>
Impôts différés actifs	39 075	26 264
Impôts différés passifs	37 782	21 221
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS</b>	<b>1 293</b>	<b>5 043</b>



La variation des impôts différés s'analyse comme suit :

(en milliers d'euros)	Impôts différés Actif	Impôts différés Passif	Total
<b>Impôts différés nets au 31 décembre 2016</b>	<b>20 595</b>	<b>12 344</b>	<b>8 251</b>
Mouvement par résultat	25 954	28 962	(3 008)
Autres éléments du résultat global	67	(679)	746
Actualisation	2	1	1
Effet des variations de périmètre	137	-	137
Compensation des impôts différés	(22 241)	(22 241)	-
Autres mouvements	1 749	1 833	(84)
Changement de méthode comptable (IFRS 9)		1 001	(1 001)
<b>Impôts différés nets au 31 décembre 2017</b>	<b>26 263</b>	<b>21 221</b>	<b>5 042</b>
Mouvement par résultat	24 182	32 208	(8 026)
Autres éléments du résultat global	6 638	1 559	5 080
Effet des variations de périmètre	(0)	0	(0)
Actualisation	-	-	-
Compensation des impôts différés	(8 320)	(8 320)	-
Autres mouvements	(9 688)	(8 885)	(804)
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>39 075</b>	<b>37 782</b>	<b>1 293</b>

En 2018, le montant d'impôt différé non reconnu au titre des déficits fiscaux générés sur la période s'élève à 0,9 million d'euros.

La compensation entre les positions actives et passives est effectuée par pays et par groupes fiscaux.

## NOTE 28. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

Les dettes fournisseurs se répartissent de la façon suivante :

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Fournisseurs	25 775	23 009
Fournisseurs d'immobilisations	110 752	134 347
<b>TOTAL FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS</b>	<b>136 527</b>	<b>157 355</b>

Les fournisseurs d'immobilisations correspondent à des factures reçues en fin d'année pour des projets en cours de construction et non échues.

## NOTE 29. AUTRES PASSIFS COURANTS

### A) DETTES FISCALES ET SOCIALES

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Dettes fiscales	9 648	8 232
Dettes sociales	5 439	4 165
<b>TOTAL DETTES FISCALES ET SOCIALES</b>	<b>15 087</b>	<b>12 397</b>

Les dettes fiscales se composent principalement de dettes de TVA sur des factures émises en fin d'année.

Les dettes sociales correspondent essentiellement aux provisions pour primes, congés payés ainsi que les charges sociales associées.

**B) AUTRES PASSIFS COURANTS**

(en milliers d'euros)

	31/12/2018	31/12/2017
Produits constatés d'avance	18 701	23 226
Autres créditeurs	4 155	12 277
<b>TOTAL AUTRES PASSIFS COURANTS</b>	<b>22 856</b>	<b>35 502</b>

Les produits constatés d'avance correspondent majoritairement aux subventions d'investissement reçues de l'ARENA pour les projets de DeGrussa, Parkes, Griffith et Dubbo Solar Hub en Australie. Ces subventions sont lissées sur la durée du projet correspondant.

Les autres dettes correspondent essentiellement à des compléments de prix sur les acquisitions d'immobilisations incorporelles (détaillées en Note 14).

**NOTE 30. JUSTE VALEUR DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS**

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 détermination de la juste valeur doit être fondée sur des données de marché observables qui fournissent l'indication la plus fiable de la juste valeur d'un instrument financier.

Pour les swaps et les emprunts, la juste valeur est déterminée sur la base des flux contractuels actualisés aux taux d'intérêts du marché. 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.

Les tableaux présentés ci-dessous indiquent conformément aux dispositions de l'amendement à IFRS 7 Instruments financiers : informations à fournir les actifs et passifs du Groupe qui sont évalués à la juste valeur selon leur mode d'évaluation :

31/12/2018	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Actif disponible à la vente	Juste valeur	Prêts et créances	Dettes au coût amorti
Instruments financiers dérivés	2	5 834	5 834	-	5 834	-	-
Clients et comptes rattachés	-	33 755	33 755	-	-	33 755	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	503 832	503 832	-	503 832	-	-
<b>TOTAL ACTIFS FINANCIERS</b>		<b>543 421</b>	<b>543 421</b>	<b>-</b>	<b>509 666</b>	<b>33 755</b>	<b>-</b>
Dettes financières non courantes	3	1 525 671	1 525 671	-	-	-	1 525 671
Instruments financiers dérivés	2	40 326	40 326	-	40 326	-	-
Dettes financières courantes	3	124 765	124 765	-	-	-	124 765
Fournisseurs et comptes rattachés	-	136 527	136 527	-	-	-	136 527
<b>TOTAL PASSIFS FINANCIERS</b>		<b>1 827 290</b>	<b>1 827 290</b>	<b>-</b>	<b>40 326</b>	<b>-</b>	<b>1 786 963</b>

31/12/2017	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Actif disponible à la vente	Juste valeur	Prêts et créances	Dettes au coût amorti
Instruments financiers dérivés	2	6 119	6 119	-	6 119	-	-
Clients et comptes rattachés	-	29 024	29 024	-	-	29 024	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	260 000	260 000	-	260 000	-	-
<b>TOTAL ACTIFS FINANCIERS</b>		<b>295 143</b>	<b>295 143</b>	<b>-</b>	<b>266 120</b>	<b>29 024</b>	<b>-</b>
Dettes financières non courantes	3	1 216 183	1 216 183	-	-	-	1 216 183
Instruments financiers dérivés	2	24 843	24 843	-	24 843	-	-
Dettes financières courantes	3	158 153	158 153	-	-	-	158 153
Fournisseurs et comptes rattachés	-	157 355	157 355	-	-	-	157 355
<b>TOTAL PASSIFS FINANCIERS</b>		<b>1 556 535</b>	<b>1 556 535</b>	<b>-</b>	<b>24 843</b>	<b>-</b>	<b>1 531 692</b>

Les niveaux de classification sont définis comme suit :

- 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.

## NOTES ANNEXES

## NOTE 31. INFORMATION SECTORIELLE

(en milliers d'euros)	31/12/2018	Éolien	Solaire	Stockage	Biomasse	Développement & Investissement	Éliminations	Total
<b>Compte de résultat</b>								
	Chiffre d'affaires	29 399	39 937	0	20 639			89 974
	EBITDA courant	23 010	33 789	(3)	7 073			63 870
<b>Bilan</b>								
<b>EMEA</b>	Total actif	384 857	466 851	2 917	79 370			933 995
<b>Tableau de flux de trésorerie</b>								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	99 984	53 319	951	8 681			162 936
<b>Compte de résultat</b>								
	Chiffre d'affaires		16 408					16 408
	EBITDA courant		11 656					11 656
<b>Bilan</b>								
<b>AMÉRIQUES</b>	Total actif		216 200					216 200
<b>Tableau de flux de trésorerie</b>								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles		23 952					23 952
<b>Compte de résultat</b>								
	Chiffre d'affaires	79 156	24 030	17 938				121 125
	EBITDA courant	68 827	32 005	14 205				115 038
<b>Bilan</b>								
<b>AUSTRALIE</b>	Total actif	611 850	428 531	52 772				1 093 153
<b>Tableau de flux de trésorerie</b>								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	103 688	194 593	24 191				322 473
<b>COMPTE DE RÉSULTAT</b>								
	<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>108 556</b>	<b>80 375</b>	<b>17 938</b>	<b>20 639</b>	<b>63 084</b>	<b>(62 965)</b>	<b>227 626</b>
	<b>EBITDA courant</b>	<b>91 838</b>	<b>77 450</b>	<b>14 203</b>	<b>7 073</b>	<b>10 890</b>	<b>(27 059)</b>	<b>174 395</b>
<b>BILAN</b>								
<b>TOTAL</b>	<b>Total actif</b>	<b>996 707</b>	<b>1 111 582</b>	<b>55 689</b>	<b>79 370</b>	<b>349 247</b>	<b>(23 735)</b>	<b>2 568 861</b>
<b>TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE</b>								
	<b>Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles</b>	<b>203 672</b>	<b>271 865</b>	<b>25 143</b>	<b>8 681</b>	<b>4 785</b>	<b>(30 284)</b>	<b>483 862</b>

Au 31 décembre 2018, le chiffre d'affaires, réalisé par des entités françaises, s'élève à 83,9 millions d'euros (contre 61,0 millions d'euros au 31 décembre 2017) et les actifs non courants représentent 681,7 millions d'euros (contre 527,1 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La notion d'EBITDA courant correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions courants.

(en milliers d'euros)	31/12/2017	Éolien	Solaire	Stockage	Biomasse	Développement & Investissement	Éliminations	Total
<b>Compte de résultat</b>								
	Chiffre d'affaires	19 104	41 195	0	7 616			67 916
	EBITDA courant	14 466	33 169	(2)	659			48 292
<b>Bilan</b>								
<b>EMEA</b>	Total actif	264 441	322 142	3	89 908			676 493
<b>Tableau de flux de trésorerie</b>								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	66 098	16 527	0	2 694			85 319
<b>Compte de résultat</b>								
	Chiffre d'affaires		12 314					12 314
	EBITDA courant		8 374					8 374
<b>Bilan</b>								
<b>AMÉRIQUES</b>	Total actif		134 273					134 273
<b>Tableau de flux de trésorerie</b>								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles		42 556					42 556
<b>Compte de résultat</b>								
	Chiffre d'affaires	53 537	2 463	566				56 567
	EBITDA courant	45 130	10 200	374				55 705
<b>Bilan</b>								
<b>AUSTRALIE</b>	Total actif	566 131	222 776	55 443				844 350
<b>Tableau de flux de trésorerie</b>								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	192 554	166 185	367				359 107
<b>COMPTE DE RÉSULTAT</b>								
	Chiffre d'affaires	72 641	55 973	566	7 616	48 575	(46 068)	139 304
	EBITDA courant	59 596	51 743	373	659	7 910	(18 098)	102 183
<b>BILAN</b>								
<b>TOTAL</b>	Total actif	830 572	679 190	55 446	89 908	161 656	(7 774)	1 808 998
<b>TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE</b>								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	258 652	225 268	367	2 694	3 557	(22 532)	468 007

Le chiffre d'affaires des secteurs *Éolien*, *Solaire*, *Stockage* et *Biomasse* est réalisé en grande majorité avec des acteurs étatiques (États ou entités contrôlées par un État) et entreprises de distribution d'électricité (*utilities*).

Le chiffre d'affaires du secteur *Développement et Investissement* est constitué très majoritairement de facturations envers les sociétés du Groupe et éliminé dans le secteur *Éliminations*.

## NOTE 32. GESTION DES RISQUES

## A) RISQUES DE TAUX

Le groupe Neoen est exposé aux risques de marché par ses activités d'investissements. Cette exposition est principalement liée aux fluctuations des taux d'intérêts variables non hedgés de ses dettes projets.

Les couvertures sur le risque de taux d'intérêt sont effectuées au moyen d'instruments contractés de gré à gré, avec des contreparties de premier rang. Le Groupe contracte des instruments financiers,

afin de se couvrir sur ses dettes à taux variables, avec pour cible un minimum de 75% du nominal en alignant ces instruments dérivés sur les durées, les taux de référence, les périodes d'intérêt et les amortissements attendus des prêts qui font l'objet de ces couvertures.

La politique de gestion des risques du Groupe a pour objectif de limiter et de maîtriser les variations des taux d'intérêt et leurs répercussions sur le résultat et les flux de trésorerie futurs.

Au 31 décembre 2018 <i>(en milliers d'euros)</i>	Montants notionnels par échéance			Juste valeur	Enregistré en capitaux propres	Enregistré en résultat
	Inférieur à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total			
Swaps de taux – Solaire	79 639	220 636	300 275	18 106	18 106	0
Swaps de taux – Éolien	78 309	301 918	380 227	22 220	22 220	0
Caps de taux	65 316	120 420	185 736	5 831	5 831	0
<b>TOTAL</b>	<b>223 264</b>	<b>642 974</b>	<b>866 238</b>	<b>46 157</b>	<b>46 157</b>	<b>0</b>

## B) RISQUES DE CHANGE

Les risques de change portent sur les transactions opérationnelles en devises étrangères 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 ses actifs dans la devise fonctionnelle.

## C) RISQUES DE CONTREPARTIE

Compte tenu de la pluralité des fournisseurs et sous-traitants, leur insolvabilité ne pourrait avoir de conséquences significatives sur l'activité.

Au regard de la qualité des signataires des contrats de vente d'électricité, le Groupe considère que le risque de contrepartie lié aux comptes clients est non significatif.

Le groupe Neoen place ses disponibilités, quasi-disponibilités, et conclut des contrats de taux d'intérêt auprès d'institutions financières de premier rang.

## D) RISQUES DE LIQUIDITÉ

Au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2018, la position de liquidité se décompose comme suit :

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	503 832	259 721
Autorisations de découverts disponibles	145 000	39 000
<b>TOTAL</b>	<b>648 832</b>	<b>298 721</b>

## E) RISQUES LIÉS AUX ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES

Neoen vend de l'électricité dans le cadre de contrats de long terme faisant l'objet d'engagements fermes de la part des contreparties de Neoen, dont de nombreux états. Il est arrivé, dans des pays dans lesquels Neoen n'opère pas (Espagne en particulier), que des états remettent en cause rétroactivement certains tarifs de rachat particulièrement bonifiés. Toute remise en cause de tarification serait susceptible d'impacter significativement les états financiers du Groupe.

La stratégie multi-filière et multi-pays de Neoen a pour effet de limiter ce risque en réduisant l'exposition du Groupe à une technologie ou un pays en particulier. Le prix particulièrement compétitif de l'électricité produite par Neoen dans la grande majorité de ses contrats constitue également un *hedge* naturel contre ce risque.



**NOTE 33. ENGAGEMENTS HORS BILAN****A) ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNÉS**

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Garanties accordées à des fournisseurs	104 269	20 277
Contrats de location ferme	-	87 649
Maintenance	476 767	349 604
Autres engagements	227 075	97 506
<b>Engagements donnés liés aux activités opérationnelles</b>	<b>808 112</b>	<b>555 036</b>
Actifs donnés en garantie	1 937 574	1 402 227
Garanties diverses	-	-
<b>Engagements donnés liés aux activités de financement</b>	<b>1 937 574</b>	<b>1 402 227</b>
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNÉS</b>	<b>2 745 685</b>	<b>1 957 263</b>

**Engagements donnés liés aux activités opérationnelles :****Garanties accordées à des fournisseurs**

Dans le cadre de la construction de ses actifs de production, le Groupe peut être amené à temporairement octroyer des garanties à ses fournisseurs.

**Contrats de location ferme**

Il s'agit principalement des baux signés dans le cadre des projets. Cet engagement hors bilan disparaît du fait de l'application anticipé d'IFRS 16.

**Maintenance**

Dans le cadre de l'opération 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 garanties de soumission à des appels d'offres, garanties de performance et de démantèlement.

**Engagements donnés liés aux activités de financement :****Les actifs donnés en garantie**

Les dettes contractées par le Groupe, dans le cadre de financement de projets, sont assorties dans la plupart des cas de nantissement 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.

**B) ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS**

(en milliers d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Engagements d'achat d'énergie	5 657 593	3 668 718
Autres engagements reçus	620 955	56 117
<b>Engagements reçus liés aux activités opérationnelles</b>	<b>6 278 548</b>	<b>3 724 836</b>
Lignes de crédits accordées aux projets	321 354	215 797
Lignes de crédits <i>corporate</i> accordées	145 000	39 000
Garanties diverses	0	-
<b>Engagements reçus liés aux activités de financement</b>	<b>466 354</b>	<b>254 797</b>
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS</b>	<b>6 744 903</b>	<b>3 979 632</b>

**Engagements reçus liés aux activités opérationnelles :****Engagements reçus d'achat d'électricité**

Dans la majorité des cas, la société porteuse d'un projet et appelée à l'exploiter, conclut un contrat à long terme de fourniture d'énergies.

Le Groupe bénéficie d'engagements d'achat pour des périodes de 15 à 20 ans. L'engagement global a été évalué sur la base des volumes de production estimée par le Groupe sur la durée des contrats d'achat et des prix de vente non inflatés.

**Autres engagements reçus**

Nous retrouvons essentiellement les garanties reçues par les constructeurs pour la bonne exécution de la construction des centrales ainsi que des fournisseurs au titre de la maintenance.

**NOTE 34. PARTIES LIÉES**

Des transactions ont été réalisées avec : la société Impala, sa filiale Eiffel Investissement Groupe et BPI France, identifiées comme des parties liées pour le Groupe.

Les charges auprès des parties liées concernent principalement des *management fees*, ainsi que des intérêts sur les garanties octroyées. Les dettes envers les parties liées correspondent à des financements.

Les comptes de Neoen sont intégrés par intégration globale dans les comptes consolidés de la société Impala qui détient 50,1% de son capital. Les transactions avec Impala et ses filiales ou BPI France ont été effectuées à des conditions normales de marché.

**Engagements reçus liés aux activités de financement :****Lignes de crédits accordées aux projets**

Au 31 décembre 2018, le Groupe bénéficiait d'engagements reçus de financement de projets pour un montant de 321 millions d'euros non utilisés à cette date.

**Lignes de crédits *corporate* accordées**

Le Groupe possède des lignes de crédit court terme pour les besoins de fonds de roulement de la société mère.

Le tableau suivant fournit le montant de ces transactions au titre des exercices clos au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017 :

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Charges	4 165	4 733
Dettes	15 723	69 732
Garanties	99 340	80 003

**NOTE 35. RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS**

*(en milliers d'euros)*

	31/12/2018	31/12/2017
Avantages du personnel à court terme	2 473	1 821
Paievements fondés sur des actions	1 049	458
<b>TOTAL RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS</b>	<b>3 523</b>	<b>2 279</b>

Les dirigeants représentent les membres du Comité exécutif du Groupe.

**NOTE 36. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

*(en euros)*

	Deloitte/Constantin	RSM	Autres réseaux	Total 31/12/2018
<b>Neoen S.A.</b>				
Audit Légal	90 000	28 000	-	118 000
SACC	420 000	10 500	-	430 500
<b>Filiales</b>				
Audit Légal	341 110	-	134 927	476 037
<b>TOTAL</b>	<b>851 110</b>	<b>38 500</b>	<b>134 927</b>	<b>1 024 537</b>

Les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) contiennent principalement les honoraires relatifs à l'introduction en bourse.

**NOTE 37. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE**

**En janvier 2019**, Neoen a annoncé la mise en service de la première tranche de Corbas. Affichant une capacité totale de 16 MWc, Corbas est le plus important projet d'ombrières de France. Les panneaux solaires vont permettre de protéger des intempéries les véhicules neufs présents sur le site. Les riverains ont été associés au financement. En l'espace de quatre semaines, ils ont apporté 1,2 million d'euros au projet sous forme de financement participatif, ce qui en fait la collecte la plus importante et la plus rapide pour financer un projet solaire en France selon les termes proposés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

**En février 2019**, Neoen a conclu un nouveau programme de financement en dette senior d'un portefeuille de projets solaires et éoliens français. Ce programme est dimensionné pour atteindre une centaine de millions d'euros. La Caisse d'Épargne CEPAC, en tant qu'arrangeur des crédits, coordinateur et agent des prêteurs a structuré le financement, Bpifrance et la BEI en sont les partenaires financiers.

Également **en février 2019** et six mois après l'annonce de la signature d'un contrat d'achat de l'électricité produite par Google, Neoen a bouclé le financement de Hedet, projet éolien de 81 MW situé en Finlande. KfW Ipex et SEB apportent la dette senior du projet (66,5 millions d'euros). Hedet sera le 1<sup>er</sup> projet de Neoen à être mis en service en Finlande, pays dans lequel la Société compte accélérer son développement.

**En mars 2019**, Neoen a remporté une capacité agrégée de 45 MWc lors du dernier appel d'offres gouvernemental pour les centrales solaires au sol (dit CRE 4.5 – Commission de régulation de l'énergie). Ces 45 MW se décomposent en 5 projets détenus à 100% par Neoen. Ces 5 projets lauréats se trouvent dans les départements du Tarn-et-Garonne, de la Moselle, de la Meurthe-et-Moselle, de l'Allier et des Landes. Leur financement en dette projet sans recours est d'ores et déjà sécurisé. Trois d'entre eux feront appel à un financement participatif local.

Deux d'entre eux participeront à la réhabilitation de sites dégradés. Enfin, trois projets devraient voir leur construction lancée dès cette année.

Également **en mars 2019**, Neoen a signé le financement de son projet El Llano au Mexique. Bancomex, Natixis et Société Générale apporteront la dette senior du projet dont le total d'investissement hors coûts du financement s'élève à 280 millions de dollars US. Ce parc photovoltaïque de 375 MWc, intégralement développé par Neoen, est à ce jour la centrale la plus puissante de son portefeuille d'actifs. Ce projet a été lauréat en novembre 2017 du 3<sup>ème</sup> appel d'offres public mexicain portant sur les énergies renouvelables. Avec un contrat de vente de l'électricité produite à moins de 19 dollars par MWh, il est l'un des projets solaires les plus compétitifs au monde.

**Fin mars 2019**, Neoen a enfin annoncé le lancement de la construction du parc photovoltaïque de Miremont, en Haute-Garonne. Situé sur une ancienne gravière, ce projet de 10 MWc va participer à la réhabilitation du site. Il devrait être mis en service dès le mois de juillet de cette année.

**NOTE 38. PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION**

Au cours de l'exercice 2018, 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, le rapport de gestion et la publication des comptes annuels.

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
<b>Société mère</b>	<b>Neoen/Neoen Développement</b>	<b>Mère</b>	<b>Mère</b>
<b>Intégration globale</b>	Neoen Argentina	100%	100%
	ENR TUC	80%	80%
	Altiplano Solar S.A.	100%	80%
	Field Fare Argentina 2	100%	98%
	Atria Solar	100%	0%
	Neoen Australia	100%	100%
	Neoen Development Australia	100%	100%
	HWF HoldCo 1	70%	70%
	HWF FinCo 1	70%	70%
	HWF 1	70%	70%
	HWF HoldCo 2	80%	80%
	HWF FinCo 2	80%	80%
	HWF 2	80%	80%
	HWF HoldCo 3	80%	80%
	HWF Finco 3	80%	80%
	HWF 3	80%	80%
	Hornsedale Asset Co	76,7%	76,7%
	DeGrussa Solar HoldCo	100%	100%
	DeGrussa Solar Project	100%	100%
	Parkes Solar Farm HoldCo Pty Ltd	100%	100%

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
Intégration globale	Parkes Solar Farm FinCo Pty Ltd	100%	100%
	Parkes Solar Farm Pty Ltd	100%	100%
	Griffith Solar Farm HoldCo Pty Ltd	100%	100%
	Griffith Solar Farm FinCo Pty Ltd	100%	100%
	Griffith Solar Farm Pty Ltd	100%	100%
	Dubbo Solar Hub HoldCo Pty Ltd	100%	100%
	Dubbo Solar Hub FinCo Pty Ltd	100%	100%
	Dubbo Solar Hub Pty Ltd	100%	100%
	Neoen Wind HoldCo 1 Pty Ltd	100%	100%
	Bulgana Holdings Pty Ltd	100%	100%
	Bulgana Windfarm Pty Ltd	100%	100%
	Coleambally HoldCo Pty Ltd	100%	100%
	Coleambally FinCo Pty Ltd	100%	100%
	Coleambally Solar Pty Ltd	100%	100%
	Numurkah HoldCo Pty Ltd	100%	100%
	Numurkah FinCo Pty Ltd	100%	100%
	Numurkah Solar Farm Pty Ltd	100%	100%
	HPR Holdco Pty Ltd	100%	100%
	HPR Finco Pty Ltd	100%	100%
	Hornsdale Power Reserve Pty Lt	100%	100%
	Gilgandra Solar Holdco Pty Ltd	100%	100%
	Gilgandra Solar Finco Pty Ltd	100%	100%
	Gilgandra Solar Pty Ltd	100%	100%
	ENR Colombia	100%	100%
	Neoen Phoenix	100%	100%
	Neoen Mistral GmbH	100%	100%
	Hedet	80,1%	0%
	Neoen renewables Finland Oy	100%	0%
	Björkliden Vindpark Ab	80,1%	0%
	Neoen International	100%	100%
	Neoen Services International	100%	100%
	Neoen Services	100%	100%
	Neoen Éolienne	100%	100%
	Neoen Marine Développement	65%	65%
	Neoen Solaire	100%	100%
	Neoen Biopower	100%	100%
	Neoen Production 1	100%	100%
	Neoen Production 2	100%	100%
	Neoen Production 3	100%	100%
	Neoen Mistral SAS	100%	100%
	Aiolos	100%	100%
	Centrale Éolienne de l'Auxois Sud	100%	100%
	Centrale Éolienne de Reclainville	100%	100%
Centrale Éolienne de Bais et Trans	100%	100%	
Centrale Éolienne de la Montagne	100%	100%	
Holding Bussy Lettrée	100%	100%	
Centrale Éolienne de Bussy 1A	100%	100%	
Centrale Éolienne de Bussy 1B	100%	100%	
Centrale Éolienne de Bussy 2	100%	100%	

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
Intégration globale	Holding Raucourt II	100%	100%
	Centrale Éolienne de Flaba	100%	100%
	Centrale Éolienne de La Tabatière	100%	100%
	Centrale Éolienne de l'Osière	100%	100%
	Centrale Éolienne de la Vallée aux Grillons	100%	100%
	Centrale Éolienne Chanteraine	100%	100%
	Centrale Éolienne Chemin des Vignes	100%	100%
	Centrale Éolienne Les Hauts Chemins	100%	100%
	Centrale Éolienne Des Beaux Monts	100%	100%
	Centrale Éolienne La Garenne	100%	100%
	Centrale Éolienne Fontenneselles	100%	100%
	Centrale Éolienne Chassepain	100%	100%
	Centrale Éolienne de Villacerf	100%	100%
	Centrale Éolienne de Laurens	100%	100%
	Centrale Éolienne de Trédaniel	100%	100%
	Centrale Éolienne de Viersat	100%	100%
	Centrale Éolienne du Nord Val de l'Indre	100%	100%
	Centrale Éolienne du Pays entre Madon et Moselle	100%	100%
	Centrale Éolienne Vexin	100%	100%
	Centrale Éolienne Terrajeaux	100%	100%
	Centrale Éolienne De La Verte Epine	100%	100%
	Centrale Éolienne des Ailes de Foulzy	100%	100%
	Centrale Éolienne des Champs d'Amour	100%	100%
	Centrale Éolienne du Plateau de l'Auxois Sud	100%	100%
	Centrale Éolienne le Berger	100%	100%
	Centrale Éolienne du Pays Chaumontais	100%	100%
	SARL Vendaisne	100%	100%
	Centrale Éolienne du Moulin à vent	100%	100%
	Centrale Éolienne de l'Orvin	100%	100%
	Centrale Éolienne du Peyro Del Ase	100%	100%
	Centrale Éolienne de Mont de Malan	100%	100%
	Centrale Éolienne les Sablons	100%	100%
	Centrale Éolienne de Vesly	100%	100%
	Centrale Éolienne de Crosville 1	100%	100%
	Centrale Éolienne de Crosville 2	100%	100%
	Centrale Éolienne de Rubercy	100%	100%
	Centrale Éolienne du Chemin Vert	100%	100%
	Centrale Éolienne de Courcôme	100%	100%
	Centrale Éolienne de St Sauvant	100%	100%
	Centrale Éolienne de la Voie Verte	100%	100%
	Centrale Éolienne Mont de Transet	100%	100%
	Centrale Éolienne Largeasse	100%	100%
	Centrale Éolienne Dissangis	100%	100%
Centrale Éolienne la Briqueterie	100%	100%	
CE Avaloirs	100%	100%	
Centrale Solaire 3	100%	100%	
Centrale Solaire du Zénith	100%	100%	
Centrale Solaire Kertanguy	100%	100%	
Centrale Solaire de Torreilles	100%	100%	



Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
Intégration globale	PV La Granes	100%	100%
	Geloux Solarphoton	100%	100%
	Claouziquet Centrale Solaire	100%	100%
	Luxey Solarphoton	100%	100%
	Garein Solarphoton	100%	100%
	SCI Constantinus	100%	100%
	SNC Solaire Cestas	100%	100%
	Poste de Livraison Constantin	100%	100%
	Groupement Solaire Cestas 1	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 1	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 2	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 3	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 4	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 5	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 6	100%	100%
	Holding Cap Découverte	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 1	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 2	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 3	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 4	100%	100%
	Ombrinéo	100%	100%
	Neoen AO 2012	100%	100%
	Centrales Solaires Alpha	100%	100%
	Centrale Solaire Omega	100%	100%
	Centrale Solaire 7	100%	100%
	Centrale Solaire Marville 3	100%	100%
	Centrale Solaire Marville 5	100%	100%
	Centrale Solaire Arue 1	100%	100%
	Centrale Solaire Arue 2	100%	100%
	Centrale Solaire Arue 3	100%	100%
	Centrale Solaire Arue 4	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 1	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 2	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 3	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 4	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 5	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 6	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 7	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 8	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 9	100%	100%
Centrale Solaire Orion 10	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 11	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 12	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 13	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 14	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 15	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 16	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 17	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 18	100%	100%	

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
Intégration globale	Centrale Solaire Orion 19	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 20	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 21	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 22	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 23	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 24	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 25	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 26	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 27	100%	100%
	Centrale Solaire Corbas 1	100%	100%
	Centrale Solaire Corbas 2	100%	100%
	Centrale Solaire Corbas 3	100%	100%
	Centrale Solaire Corbas 4	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 1	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 2	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 3	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 4	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 4 bis	100%	100%
	Centrale Solaire Capdéc Ombrière	100%	100%
	Centrales Solaires Delta	100%	100%
	Centrale Solaire Garrigues Ouest	100%	100%
	Centrale Solaire Le Plo	100%	100%
	Centrale Solaire Milhas	100%	100%
	Centrale Solaire Le Champ de Manœuvre	100%	100%
	Centrale Solaire Les Poulettes	100%	100%
	Centrale Solaire Le Moulin de Beuvry	100%	100%
	Centrale Solaire Le Camp	100%	100%
	Centrale Solaire Château Locoyame	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 40	100%	100%
	Centrale Solaire Larroque	100%	100%
	Centrale Solaire Bagnoles	100%	100%
	Centrale Solaire Saint Avit	100%	100%
	Centrale Solaire Amazonia	100%	100%
	Azursol Est	100%	100%
	Azursol Sud	100%	100%
	Centrale photovoltaïque de Mer	100%	100%
	Biomasse Energie de Commentry	51%	51%
	Neoen Biosource	100%	100%
	Biomasse Energie de Laneuveville	100%	100%
	Biomasse Energie de Montsinery	100%	100%
	Neoen Investissement	100%	100%
	Neoen Northern Hemisphere	100%	100%
Neoen Holding Egypt	100%	100%	
Zambia Sunlight One	68,7%	68,7%	
Centrale Solaire Orion 28	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 29	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 30	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 31	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 32	100%	100%	

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
Intégration globale	Centrale Solaire Orion 33	100%	100%
	Neoen Stockage	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 34	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 35	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 36	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 37	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 38	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 39	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 41	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 42	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 43	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 44	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 45	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 46	100%	0%
	Neoen Holding Jamaica	100%	0%
	Neoen Holding Mexico	100%	0%
	Neoen Holding El Salvador	100%	0%
	Centrale Éolienne de Marsac	100%	0%
	Centrale Éolienne la Goheliere	100%	0%
	Neoen Holding Finland I	100%	0%
	Neoen Holding Finland II	100%	0%
	Neoen Zephyr	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 47	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 48	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 49	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 50	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 51	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 52	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 53	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 54	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 55	100%	0%
	EREC	50%	50%
	Neoen Renewables Jamaica	100%	0%
	Peacock for Technical Consultancy	51%	51%
	Neoen Mexico	100%	100%
	EnR NL	100%	100%
	EnR CHI	100%	100%
	SPV AGS	100%	100%
	EnR CHI II	100%	100%
	Neoen Servicios Mexico	100%	100%
	Neoen Mozambique	100%	100%
	Central Metoro S.A.	75%	0%
	NDevelopment PTG	100%	100%
NP Investment	100%	100%	
NP Investment II	100%	100%	
CSNSP 431	100%	100%	
CSNSP 452	100%	100%	
El Salvador	100%	100%	
Providencia Solar	100%	100%	

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
<b>Intégration globale</b>	Pedregal Solar	70%	70%
	Nahualapa Solar	70%	70%
	Jiboa Solar	100%	70%
	Spica Solar	70%	70%
	Capella Solar	100%	70%
	Neoen US, Inc.	100%	100%
	Neoen Solar Washington LLC	100%	100%
	Neoen Holding US Inc	100%	100%
	Zambia DevCo	100%	100%
	Bangweulu Power Company Functional Currency	58,8%	58,8%
<b>Mise en équivalence</b>	Centrale Éolienne Tureau à la Dame	40%	40%
	Neoen Ireland Dev Co	50%	50%
	BNRG Neoen Holding	50%	50%
	CSNSP 441 MEE	50%	50%
<b>Sortie de périmètre</b>	Neoen Egypt Solar 1	0%	100%
	Centrale Solaire Melissa	0%	100%
	Centrale Solaire Manosque Ombrière	0%	100%

## 4.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

### Exercice clos le 31 décembre 2018

À l'assemblée générale de la société Neoen,

### OPINION

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Neoen relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2018, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS, 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 qui nous sont applicables, sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2018 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 ou par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

#### OBSERVATION

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la Note 3.a de l'annexe aux comptes consolidés qui présentent les effets de la première application des normes IFRS 15, IFRS 9 et IFRS 16 sur les comptes consolidés.

### 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 3.h, et 14 de l'annexe aux comptes consolidés)

Comme indiqué dans la note « H) 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. À 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, soit 25 ans. De plus, lorsque le Groupe estime que la probabilité de succès s'amointrit, 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 2018, la valeur nette des projets en développement s'élève à 77,3 millions d'euros, le Groupe ayant activé 21,8 millions d'euros de charges directement imputables au développement de projets au cours de l'année 2018.

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 H et 14 de l'annexe aux comptes consolidés.

## B. INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE

(Notes P et 26 de l'annexe aux comptes consolidés)

La société Neoen finance la construction et l'opération 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 « P Instruments financiers dérivés » 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. Les nouveaux principes d'IFRS 9 n'ont pas d'incidence significative sur les états financiers du Groupe à ce titre, dans la mesure où l'ensemble des opérations qui étaient qualifiées de couverture sous IAS 39 continuent à l'être sous 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 ;
- évaluer la compétence des spécialistes mandatés par la Société (Finance Active) pour évaluer la juste valeur des instruments financiers et échanger 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 les notes annexes aux comptes consolidés (notes P et 26) fournissent une information appropriée.

## VÉRIFICATIONS SPÉCIFIQUES

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi 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.

## INFORMATIONS RÉSULTANT D'AUTRES OBLIGATIONS LÉGALES ET RÉGLEMENTAIRES

### DÉSIGNATION DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Nous avons été nommés Commissaire aux Comptes de la société Neoen par votre 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 pour le cabinet Deloitte. Le cabinet RSM Paris a été nommé par votre assemblée générale du 12 septembre 2018.

Au 31 décembre 2018, le cabinet Deloitte et Associés était dans la 11<sup>ème</sup> année de sa mission sans interruption et le cabinet RSM Paris dans sa 1<sup>ère</sup> 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, les Commissaires aux Comptes exercent leur jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- ils identifient et évaluent 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'ils estiment 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 ;
- ils prennent 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 ;
- ils apprécient 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 ;

- ils apprécient 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'ils concluent à l'existence d'une incertitude significative, ils attirent l'attention des lecteurs de leur 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, ils formulent une certification avec réserve ou un refus de certifier ;

- ils apprécient la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évaluent 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, ils collectent des éléments qu'ils estiment 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.

À Paris-la Défense et Paris, le 17 avril 2019

Les commissaires aux comptes

**DELOITTE & ASSOCIÉS**

François Xavier AMEYE

**RSM Paris**

Etienne de BRYAS

## 4.3 COMPTES ANNUELS DE NEOEN S.A.

## ÉTATS FINANCIERS

<b>BILAN ACTIF</b> <i>(Montants en euros)</i>	<b>Brut</b> <b>31/12/2018</b>	<b>Amort./dépr.</b>	<b>Net</b> <b>31/12/2018</b>	<b>Net</b> <b>31/12/2017</b>	<b>Var (en euros)</b>
Frais de recherche et développement	-	-	-	-	-
Concessions, brevets et droits similaires	-	-	-	-	-
Fonds commercial	-	-	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	1 722 023	(287 118)	1 434 905	36 110	1 398 794
Immobilisations incorporelles en cours	-	-	-	1 165 668	(1 165 668)
<b>Immobilisations incorporelles</b>	<b>1 722 023</b>	<b>(287 118)</b>	<b>1 434 905</b>	<b>1 201 778</b>	<b>233 127</b>
Terrains	18 735	-	18 735	8 385	10 350
Constructions sur sol propre	-	-	-	-	-
Constructions sur sol d'autrui	-	-	-	-	-
Installations techniques, mat. et out. industriels	-	-	-	(4 405)	4 405
Installations générales, agencements et divers	-	-	-	-	-
Matériel de bureau, informatique et mobilier	844 350	(573 074)	271 276	156 962	114 313
Autres immobilisations corporelles	316 706	-	316 706	145 609	171 098
Immobilisations corporelles en cours	16 751	-	16 751	-	16 751
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>1 196 541</b>	<b>(573 074)</b>	<b>623 467</b>	<b>306 550</b>	<b>316 917</b>
Autres participations	3 730 013	-	3 730 013	1 946 508	1 783 506
Créances rattachées à des participations	468 542 222	(548 542)	467 993 680	283 869 491	184 124 189
Prêts	-	-	-	-	-
Dépôts et cautions	1 809 970	-	1 809 970	1 601 800	208 170
Autres titres immobilisés	-	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	5 740 566	-	5 740 566	20 000	5 720 566
<b>Immobilisations financières</b>	<b>479 822 772</b>	<b>(548 542)</b>	<b>479 274 230</b>	<b>287 437 799</b>	<b>191 836 431</b>
<b>ACTIF IMMOBILISÉ</b>	<b>482 741 337</b>	<b>(1 408 735)</b>	<b>481 332 602</b>	<b>288 946 127</b>	<b>192 386 475</b>
Matières premières, approvisionnements	-	-	-	-	-
Marchandises	-	-	-	-	-
En cours de production	-	-	-	-	-
<b>Stocks et encours</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Avances et acomptes	22 286	-	22 286	28 152	(5 866)
Clients et comptes rattachés	13 639 054	-	13 639 054	19 161 333	(5 522 279)
Autres créances	3 005 305	-	3 005 305	2 760 361	244 944
<b>Créances</b>	<b>16 666 645</b>	<b>-</b>	<b>16 666 645</b>	<b>21 949 846</b>	<b>(5 283 201)</b>
Valeurs mobilières de placement	-	-	-	-	-
Disponibilités et divers	250 208 881	-	250 208 881	21 242 777	228 966 104
<b>Disponibilités et divers</b>	<b>250 208 881</b>	<b>-</b>	<b>250 208 881</b>	<b>21 242 777</b>	<b>228 966 104</b>
Charges constatées d'avance	298 484	-	298 484	157 328	141 156
Charges à répartir	-	-	-	-	-
Écart de conversion actif	1 141 677	-	1 141 677	402 358	739 320
<b>ACTIF CIRCULANT</b>	<b>268 315 687</b>	<b>-</b>	<b>268 315 687</b>	<b>43 752 308</b>	<b>224 563 379</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>751 057 024</b>	<b>(1 408 735)</b>	<b>749 648 289</b>	<b>332 698 435</b>	<b>416 949 854</b>

<b>BILAN PASSIF</b> <i>(Montants en euros)</i>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>Var (en euros)</b>
Capital social	169 914 996	107 964 140	61 950 856
Primes d'émission, de fusion, d'apport, ...	500 783 906	64 027 003	436 756 903
Réserve légale	1 850 249	1 426 806	423 443
Autres réserves	-	-	-
Report à nouveau	8 045 422	-	8 045 422
Résultat de l'exercice	9 376 196	8 468 865	907 331
<b>Situation nette</b>	<b>689 970 769</b>	<b>181 886 814</b>	<b>508 083 955</b>
Subventions d'investissement	-	-	-
Amortissements dérogatoires	-	9 523	(9 523)
<b>CAPITAUX PROPRES</b>	<b>689 970 769</b>	<b>181 896 337</b>	<b>508 074 432</b>
Provisions pour risques	-	-	-
Provisions pour charges	1 258 421	-	1 258 421
Provisions pour litiges	350 092	922 339	(572 247)
Provisions pour pertes de change	1 141 677	402 358	739 320
<b>PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES</b>	<b>2 750 191</b>	<b>1 324 697</b>	<b>1 425 494</b>
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	15 340 957	77 218 010	(61 877 053)
Emprunts et dettes financières divers	18 164 300	55 568 069	(37 403 769)
<b>Dettes financières</b>	<b>33 505 257</b>	<b>132 786 079</b>	<b>(99 280 822)</b>
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	16 575 064	10 448 989	6 126 076
Dettes sociales	3 692 117	3 121 713	570 404
Dettes fiscales	2 494 927	3 090 474	(595 547)
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	-	-	-
Autres dettes	108 828	-	108 828
<b>Dettes courantes</b>	<b>22 870 937</b>	<b>16 661 176</b>	<b>6 209 761</b>
<b>DETTES</b>	<b>56 376 194</b>	<b>149 447 255</b>	<b>(93 071 061)</b>
Produits constatés d'avance	24 550	27 378	(2 827)
Écart de conversion passif	526 585	2 768	523 816
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>749 648 289</b>	<b>332 698 435</b>	<b>416 949 855</b>



**COMPTE DE RÉSULTAT**

(Montant en euros)

	31/12/2018	31/12/2017	Var (en euros)
Production vendue d'électricité	-	-	-
Production vendue de services	50 730 202	36 059 479	14 670 723
Ventes de marchandises	-	-	-
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>50 730 202</b>	<b>36 059 479</b>	<b>14 670 723</b>
Production stockée	-	(380 010)	380 010
Production immobilisée	-	-	-
Subventions d'exploitation	-	256 927	(256 927)
Reprises sur amortissements et provisions, transferts de charges	606 988	1 600	605 388
Autres produits	280 696	62 061	218 634
<b>PRODUITS D'EXPLOITATION</b>	<b>51 617 886</b>	<b>36 000 058</b>	<b>15 617 828</b>
Achats Stockés	-	-	-
Variation de stock (encours de production)	-	-	-
Achats de marchandises	-	-	-
Variation de stock	-	-	-
Achats de matières premières et autres approvisionnements	-	-	-
Autres achats et charges externes	(27 998 790)	(17 166 822)	(10 831 968)
<b>Charges externes</b>	<b>(27 998 790)</b>	<b>(17 166 822)</b>	<b>(10 831 968)</b>
<b>Impôts, taxes et versements assimilés</b>	<b>(1 055 249)</b>	<b>(1 475 412)</b>	<b>420 164</b>
Salaires et traitements	(7 943 796)	(6 406 270)	(1 537 526)
Charges sociales	(4 207 081)	(4 056 982)	(150 099)
<b>Charges de personnel</b>	<b>(12 150 877)</b>	<b>(10 463 252)</b>	<b>(1 687 625)</b>
Dotations aux amortissements sur immobilisations	(1 471 669)	(131 156)	(1 340 513)
Dotations aux amortissements sur charges d'exploitation	-	-	-
Dotations aux provisions sur immobilisations	-	-	-
Dotations aux provisions sur actif circulant	-	(53 478)	53 478
Dotations aux provisions pour risques et charges	-	-	-
<b>Dotations d'exploitation</b>	<b>(1 471 669)</b>	<b>(184 634)</b>	<b>(1 287 035)</b>
Autres charges	(371 956)	(95 273)	(276 683)
<b>CHARGES D'EXPLOITATION</b>	<b>(43 048 540)</b>	<b>(29 385 393)</b>	<b>(13 663 148)</b>
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>8 569 346</b>	<b>6 614 666</b>	<b>1 954 680</b>
Produits financiers de participations	13 733 099	10 121 582	3 611 517
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé	-	-	-
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement	-	31	(31)
Différences positives de change	1 786 085	1 614 170	171 916
Autres produits financiers	503 987	517	503 470
<b>Produits financiers</b>	<b>16 023 171</b>	<b>11 736 300</b>	<b>4 286 871</b>
Dotations financières aux amortissements et provisions	(1 141 677)	(270 989)	(870 688)
Intérêts et charges assimilés	(8 330 355)	(7 165 505)	(1 164 850)
Différences négatives de change	(2 256 859)	(3 933 152)	1 676 293
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement	-	-	-
<b>Charges financières</b>	<b>(11 728 891)</b>	<b>(11 369 646)</b>	<b>(359 245)</b>
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>4 294 280</b>	<b>366 654</b>	<b>3 927 626</b>

## COMPTE DE RÉSULTAT

(Montant en euros)

	31/12/2018	31/12/2017	Var (en euros)
<b>RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS</b>	<b>12 863 625</b>	<b>6 981 319</b>	<b>5 882 306</b>
Produits exceptionnels sur opérations de gestion	183 671	-	183 671
Produits exceptionnels sur opérations en capital	83 395	9 227 478	(9 144 083)
Reprises sur provisions et transferts de charges	9 523	-	9 523
<b>Produits exceptionnels</b>	<b>276 588</b>	<b>9 227 478</b>	<b>(8 950 890)</b>
Charges exceptionnelles sur opérations de gestion	(390 310)	(1 437)	(388 873)
Charges exceptionnelles sur opérations en capital	(224 545)	(7 795 452)	7 570 907
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions	-	-	-
<b>Charges exceptionnelles</b>	<b>(614 855)</b>	<b>(7 796 889)</b>	<b>7 182 034</b>
<b>RÉSULTAT EXCEPTIONNEL</b>	<b>(338 267)</b>	<b>1 430 589</b>	<b>(1 768 856)</b>
Participation des salariés aux résultats de l'entreprise	-	-	-
Impôts sur les bénéfices	(3 149 163)	56 956	(3 206 119)
<b>BÉNÉFICE OU PERTE DE L'EXERCICE</b>	<b>9 376 196</b>	<b>8 468 865</b>	<b>907 331</b>

## PRINCIPES COMPTABLES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION

Les comptes annuels sont établis en conformité avec les dispositions de la législation française et aux principes et méthodes généralement admis en France, et en conformité du règlement ANC n° 2014-03 relatif à la réécriture du plan comptable général, ainsi que l'ensemble des règlements l'ayant modifié par la suite et dans le respect du principe de prudence, d'image fidèle et conformément aux hypothèses de base :

- continuité d'exploitation ;
- permanence des méthodes comptables d'un exercice à l'autre ;
- indépendance des exercices.

## CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est principalement constitué des prestations de services assurées par la Société à ses filiales, notamment dans le cadre du développement de projets.

Le résultat des activités de la Société liées aux prestations s'échelonnant sur plusieurs exercices est analysé selon la nature de la prestation engagée par la Société. À la clôture de l'exercice, soit ces prestations figurent au bilan en encours de production au prix de revient, soit leur résultat est dégagé en fonction de l'avancement de la prestation.

Dès lors que le résultat des prestations relatives aux activités de la Société est dégagé à l'avancement, les prestations figurent selon qu'elles sont facturées ou non, au bilan en créances clients ou en comptes rattachés en incluant la marge. Si le coût de revient prévisionnel afférent à une prestation est supérieur au chiffre d'affaires prévu, une provision pour perte à terminaison est constituée à hauteur de la différence lors de la clôture des comptes. En l'absence de contrat signé et dès lors que la commande a été obtenue à la date de clôture, les travaux sont valorisés en encours au prix de revient.

## IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées des logiciels, concessions et brevets et droits similaires et sont comptabilisées à leur coût d'acquisition.

Pour toutes les immobilisations, l'amortissement est calculé sur la durée de vie économique prévue de l'immobilisation et selon le mode de consommation des avantages économiques liés. Les principales catégories sont :

- logiciels et autres immobilisations incorporelles : linéaire 3 ans ;
- installations générales, aménagements divers : linéaire 3 à 10 ans ;
- matériel informatique : linéaire : 3 ans ;
- mobilier de bureau : linéaire 4 ans.

L'amortissement est calculé sur la base du coût d'acquisition sous déduction, le cas échéant, d'une valeur résiduelle. La valeur résiduelle est le montant, net des coûts de sortie attendus, que la Société obtiendrait de la cession de l'actif sur le marché à la fin de son utilisation.

À la clôture, la Société apprécie s'il existe des indices de perte de valeur des immobilisations. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué : la valeur nette comptable de l'actif immobilisé est comparée à sa valeur actuelle. La valeur comptable d'un actif est dépréciée dès lors que la valeur actuelle est inférieure à sa valeur nette comptable. La valeur actuelle d'un bien est la valeur la plus élevée entre la valeur de marché et la valeur d'utilité du bien pour l'entreprise.

## IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

Les immobilisations financières sont principalement composées de :

- titres de participations valorisés au coût d'acquisition ;
- créances rattachées à des participations correspondant principalement à un financement par la Société des besoins de trésorerie des filiales du Groupe pour financer leur développement.

Les titres de participations et les créances rattachées à des participations font, le cas échéant, l'objet d'une dépréciation en fonction de leur valeur d'utilité à la clôture. Cette valeur est déterminée selon des règles multicritères qui tiennent compte notamment de leur situation nette et de perspectives de rentabilité à moyen terme.

## CRÉANCES

Les créances sont comptabilisées à leur valeur nominale à la fin de la prestation de services. Elles sont dépréciées le cas échéant pour tenir compte des éventuelles difficultés de recouvrement. Ces créances sont dépréciées au cas par cas sur la base notamment de la solvabilité des clients.

## VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

Les valeurs mobilières de placement représentent les emplois temporaires de trésorerie placés en SICAV et/ou en FCP de trésorerie. Elles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition. Lors des cessions, les plus ou moins-values sont calculées selon la méthode FIFO.

Une provision est constituée si la valeur liquidative est inférieure à la valeur comptable.

## PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

Des provisions pour risques et charges sont constituées pour faire face aux sorties probables de ressources au profit de tiers, sans contrepartie pour la Société. Ces provisions sont estimées en prenant en considération les hypothèses les plus probables à la date d'arrêt des comptes.

## DETTES

Les dettes sont comptabilisées pour leur valeur nominale.

## ACTIVITÉ ET FAITS MARQUANTS

Les états financiers ainsi que les annexes aux comptes annuels de ce document sont présentés en euros (€), sauf indication contraire.

## INFORMATIONS GÉNÉRALES

Neoen (« la Société ») est une société anonyme (SA) enregistrée et domiciliée en France. Suite au déménagement intervenu au début du 2<sup>ème</sup> semestre 2018, son siège social est désormais situé au 6 rue Ménars – 75002 Paris.

La Société a été immatriculée le 29 septembre 2008.

## ACTIVITÉ ET FAITS MARQUANTS

La Société a pour objet toutes opérations se rapportant à l'énergie au sens large et comprenant, sans valeur limitative, le développement, la construction ou l'exploitation d'énergies renouvelables.

L'année 2018 a été particulièrement riche pour la Société tant en France qu'à l'international, sur l'ensemble de ses filières (éolien terrestre, solaire, biomasse, stockage) et de ses activités (développement, construction, financement et exploitation).

Précédemment société par actions simplifiée, la Société a été transformée en société anonyme lors de l'assemblée générale du 12 septembre 2018.

Le 16 octobre 2018, Neoen a réalisé avec succès son introduction en bourse sur le compartiment A du marché réglementé d'Euronext à Paris. Le prix de l'offre a été fixé à 16,50 euros par action, valorisant le Groupe à un peu plus de 1,4 milliard d'euros. En particulier, cette opération, à dominante primaire, lui a permis de lever 450 millions d'euros grâce à l'émission d'actions nouvelles (sur un total de levée de 697 millions d'euros, option de surallocation comprise), montant qui sera entièrement alloué à la poursuite de la forte croissance de la Société.

### Opérations sur capital

Le 2 juillet 2018, 755 000 options de souscription d'actions et 75 000 bons de souscription d'actions ont été exercés pour un montant total de 1 614 250 euros dont 784 250 euros de prime d'émission.

Le 1<sup>er</sup> octobre 2018, la Société a procédé à un regroupement d'actions sur le principe d'une action nouvelle valant 2 actions anciennes. La valeur nominale de l'action étant portée de 1 euro à 2 euros.

Le 18 octobre 2018, la Société a procédé à une augmentation de capital par incorporation du compte-courant d'associé détenu par Impala pour un montant total de 53 628 317 euros dont 47 127 915 euros de prime d'émission.

Le 18 octobre 2018, la Société a réalisé son introduction en bourse réalisant une augmentation de capital de 449 999 996 euros dont 395 454 542 euros de prime d'émission par la création de 27 272 727 actions soit un prix de 16,5 euros par action décomposé en 2 euros de nominal et 14,5 euros de prime d'émission.

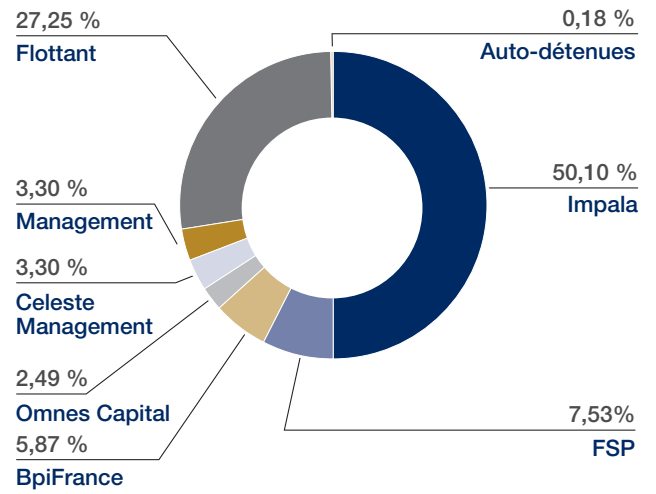
Le 21 novembre 2018, 37 500 options de souscription d'actions (nombre après regroupement d'actions) à 4 euros ont été exercées pour un montant total de 150 000 euros dont 75 000 euros de prime d'émission.

Le capital social, entièrement libéré, est composé au 31 décembre 2018 de 84 957 498 actions de 2 euros de valeur nominale (nombre et valeur nominale après regroupement d'actions).

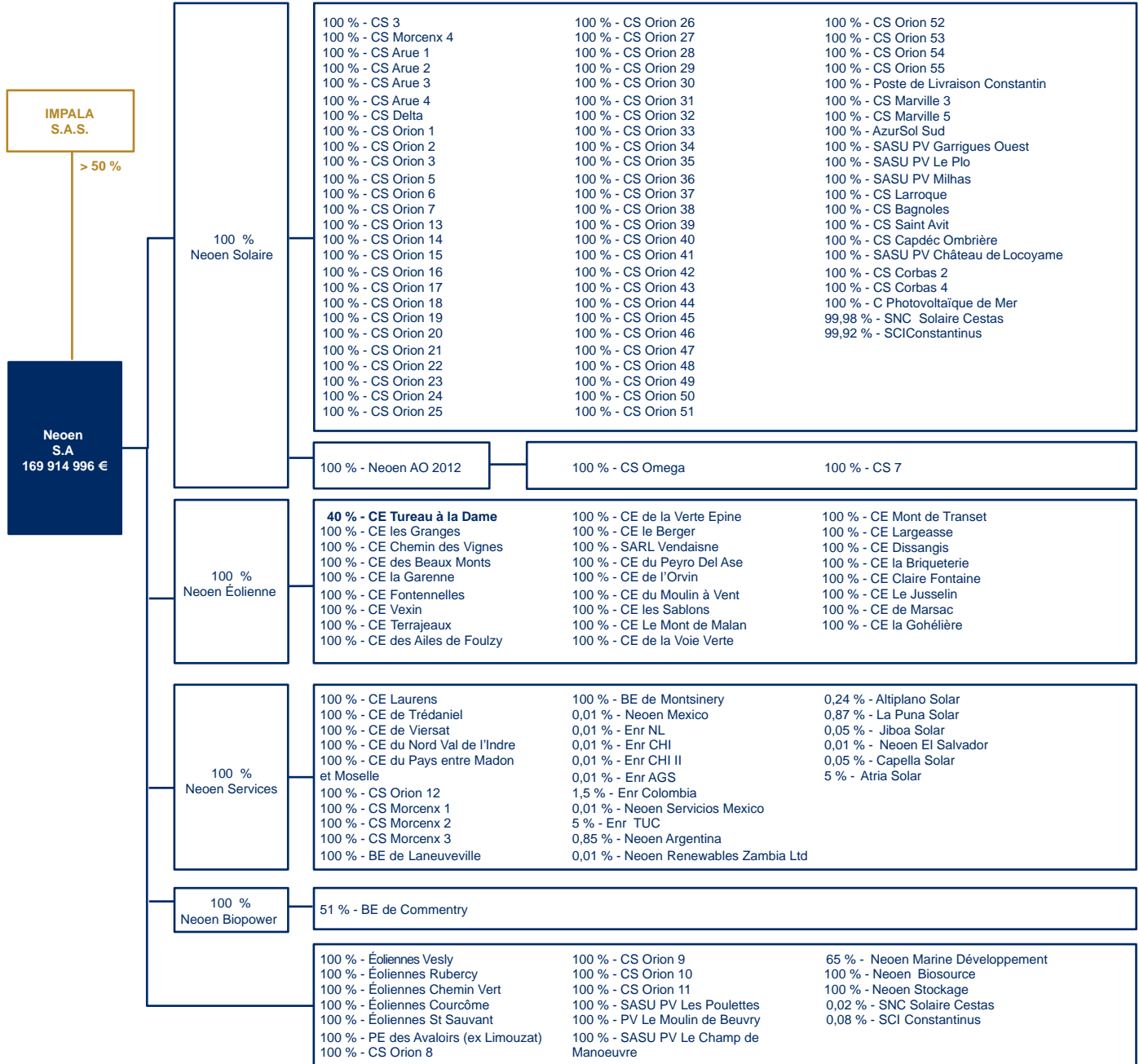
Au 31 décembre 2018, la Société détient directement ou indirectement 150 658 actions propres, représentant une valeur de 2,7 millions d'euros sur la base de la valeur comptable.

Actionnariat

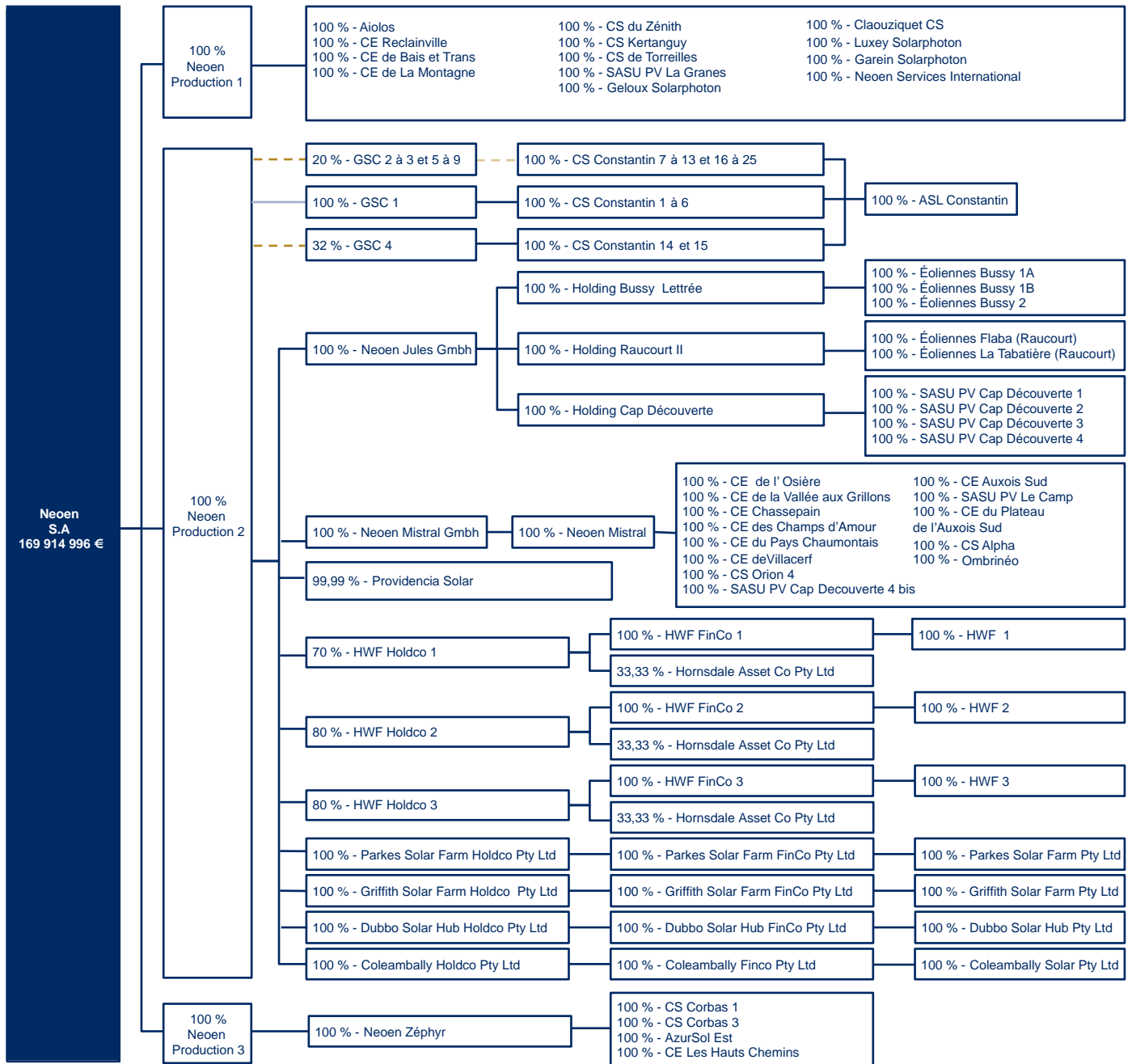
	Situation au 31.12.2018	
	Nombre d'actions	Pourcentage de détention
Impala	42 560 000	50,10 %
FSP	6 400 000	7,53 %
BpiFrance	4 983 683	5,87 %
Omnes Capital	2 113 195	2,49 %
Celeste Management	2 800 000	3,30 %
Management	2 802 351	3,30 %
Flottant	23 147 611	27,25 %
Auto-détenues	150 658	0,18 %
<b>TOTAL</b>	<b>84 957 498</b>	<b>100,00 %</b>

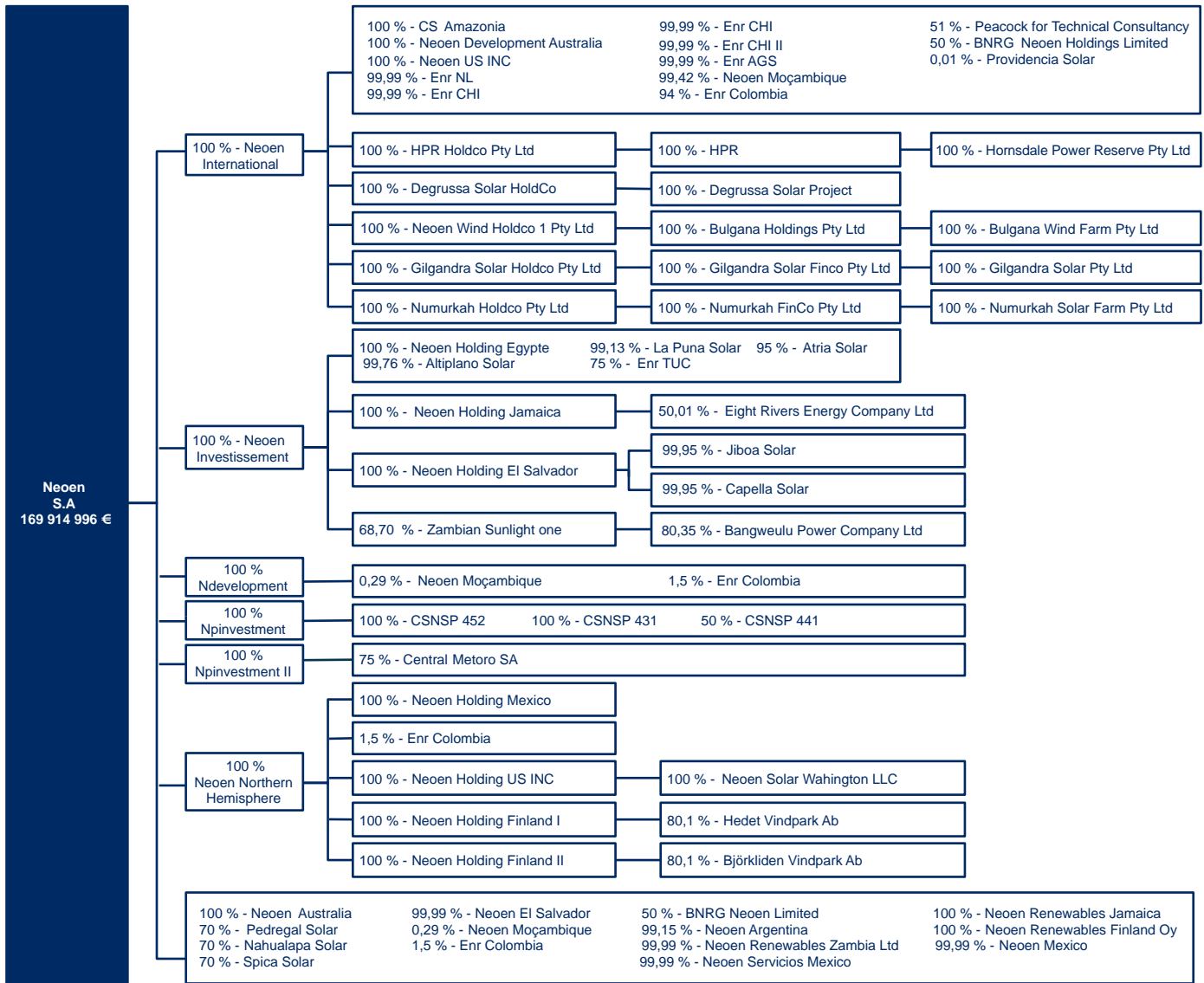


## Organigramme au 31 décembre 2018









## ÉVÉNEMENTS POST-CLÔTURE

Néant.

## DÉTAIL DES COMPTES

IMMOBILISATIONS BRUTES	31/12/2017	Acquisitions	Cessions	31/12/2018
Logiciels	-	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	257 733	1 464 290	-	1 722 023
Immobilisations incorporelles en cours	1 165 668	-	1 165 668	-
<b>Immobilisations incorporelles</b>	<b>1 423 401</b>	<b>1 464 290</b>	<b>1 165 668</b>	<b>1 722 023</b>
Terrains	8 385	10 350	-	18 735
Constructions sur sol propre	-	-	-	-
Constructions sur sol d'autrui	-	-	-	-
Installations techniques, mat. et out. industriels	-	-	-	-
Installations générales, agencements et divers	-	-	-	-
Matériel de bureau, informatique et mobilier	607 076	237 274	-	844 350
Autres immobilisations corporelles	145 609	171 098	-	316 706
Immobilisations corporelles en cours	-	16 751	-	16 751
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>761 069</b>	<b>435 472</b>	<b>-</b>	<b>1 196 541</b>
Titres de participations	1 946 508	1 783 506	-	3 730 013
Créances rattachées à des participations	283 869 491	184 124 189	-	467 993 680
Autres participations	-	-	-	-
Autres titres immobilisés	-	-	-	-
Dépôts et cautions	1 601 800	208 170	-	1 809 970
Prêts	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	20 000	5 720 566	-	5 740 566
<b>Immobilisations financières</b>	<b>287 437 798</b>	<b>191 836 432</b>	<b>-</b>	<b>479 274 230</b>
<b>TOTAL</b>	<b>289 622 268</b>	<b>193 736 194</b>	<b>1 165 668</b>	<b>482 192 794</b>

AMORTISSEMENTS/DÉPRÉCIATIONS	31/12/2017	Dotations	Reprises	31/12/2018
Logiciels	-	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	(221 623)	(65 496)	-	(287 118)
Immobilisations encours	-	-	-	-
<b>Immobilisations incorporelles</b>	<b>(221 623)</b>	<b>(65 496)</b>	<b>-</b>	<b>(287 118)</b>
Terrains	-	-	-	-
Constructions sur sol propre	-	-	-	-
Constructions sur sol d'autrui	(381)	-	(381)	-
Installations techniques, mat. et out. industriels	(4 024)	-	(4 024)	-
Installations générales, agencements et divers	-	-	-	-
Matériel de bureau, informatique et mobilier	(450 113)	(122 961)	-	(573 074)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-
Immobilisations corporelles en cours	-	-	-	-
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>(454 518)</b>	<b>(122 961)</b>	<b>(4 405)</b>	<b>(573 074)</b>
Titres de participations	-	-	-	-
Créances rattachées à des participations	(548 542)	-	-	(548 542)
Autres participations	-	-	-	-
Autres titres immobilisés	-	-	-	-
Dépôts et cautions	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	-	-	-	-
<b>Immobilisations financières</b>	<b>(548 542)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(548 542)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(1 224 683)</b>	<b>(188 456)</b>	<b>(4 405)</b>	<b>(1 408 735)</b>

PROVISIONS/DÉPRÉCIATIONS	31/12/2017	Dotations	Reprises	31/12/2018
Amortissements dérogatoires	9 523	-	9 523	-
<b>Provisions réglementées</b>	<b>9 523</b>	<b>-</b>	<b>9 523</b>	<b>-</b>
Provisions pour litiges	922 339	-	572 247	350 092
Provisions pour pertes de change	402 358	1 141 677	402 358	1 141 677
<b>Provisions pour risques et charges</b>	<b>1 324 697</b>	<b>1 141 677</b>	<b>974 605</b>	<b>1 491 770</b>
Créances rattachées à des participations	(548 542)	-	-	(548 542)
<b>Provisions pour dépréciations</b>	<b>(548 542)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(548 542)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>785 678</b>	<b>1 141 677</b>	<b>984 128</b>	<b>943 227</b>

ÉCHÉANCES DES CRÉANCES	31/12/2018	< 1 an	> 1 an	Dont entrep. liées
Créances rattachées à des participations	468 542 222	-	468 542 222	468 542 222
Prêts	-	-	-	-
Dépôts et cautions	1 809 970	-	1 809 970	-
Autres immobilisations financières	5 740 566	5 740 566	-	-
<b>Total de l'actif immobilisé</b>	<b>476 092 759</b>	<b>5 740 566</b>	<b>470 352 193</b>	<b>468 542 222</b>
Encours de production	-	-	-	-
Stocks	-	-	-	-
Clients	13 639 054	13 639 054	-	13 272 923
Personnel, sécurité soc. et autres org. sociaux	-	-	-	-
État – Taxes sur la valeur ajoutée	1 808 495	1 808 495	-	-
État – Autres impôts et taxes	664 503	664 503	-	-
Débiteurs divers	554 593	554 593	-	-
<b>Total de l'actif circulant</b>	<b>16 666 645</b>	<b>16 666 645</b>	<b>-</b>	<b>13 272 923</b>
Charges constatées d'avance	298 484	298 484	-	-
Charges à répartir	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>493 057 887</b>	<b>22 705 695</b>	<b>470 352 193</b>	<b>481 815 145</b>

Les apports en compte-courant, effectués par la Société, sont majoritairement rémunérés à un taux annuel de 5%.

DETTES FINANCIÈRES	31/12/2018	31/12/2017	Var (en euros)	Var (%)
Emprunts	15 250 000	77 137 500	(61 887 500)	-80%
Intérêts courus sur emprunts	90 957	79 726	11 231	14%
Autres dettes financières	3 298 866	55 568 069	(52 269 204)	-94%
Concours bancaires	-	784	(784)	-100%
<b>TOTAL</b>	<b>18 639 823</b>	<b>132 786 079</b>	<b>(114 146 256)</b>	<b>-86%</b>

DETTES COURANTES	31/12/2018	31/12/2017	Var (en euros)	Var (%)
Fournisseurs et comptes rattachés	16 575 064	10 448 989	6 126 076	59%
Dettes sociales	3 692 117	3 121 713	570 404	18%
Dettes fiscales	2 494 927	3 090 474	(595 547)	-19%
Autres dettes	108 828	-	108 828	0%
Produits constatés d'avance	24 550	27 378	(2 827)	-10%
<b>TOTAL</b>	<b>22 895 487</b>	<b>16 688 553</b>	<b>6 206 934</b>	<b>37%</b>

ÉCHÉANCES DES DETTES	31/12/2018	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Dont entrep. liées
Emprunts	15 250 000	1 050 000	11 850 000	2 350 000	15 250 000
Intérêts courus sur emprunts	90 957	90 957	-	-	-
Concours bancaires	-	-	-	-	-
Autres dettes financières	18 164 300	-	-	18 164 300	18 164 300
Fournisseurs et comptes rattachés	16 575 064	16 575 064	-	-	8 685 520
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	-	-	-	-	-
Dettes sociales	3 692 117	3 692 117	-	-	-
Dettes fiscales	2 494 927	2 494 927	-	-	-
Autres dettes	108 828	108 828	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>56 376 194</b>	<b>24 011 894</b>	<b>11 850 000</b>	<b>20 514 300</b>	<b>42 099 820</b>

CHIFFRE D'AFFAIRES	31/12/2018	31/12/2017	Var (en euros)	Var (%)
Prestations de services	50 730 202	36 059 479	14 670 723	41%
Vente d'électricité	-	-	-	0%
Chiffre d'affaires autres	-	-	-	0%
Ventes de marchandises	-	-	-	0%
<b>TOTAL</b>	<b>50 730 202</b>	<b>36 059 479</b>	<b>14 670 723</b>	<b>41%</b>

AUTRES ACHATS ET CHARGES EXTERNES	31/12/2018	31/12/2017	Var (en euros)	Var (%)
Autres charges	10 843 220	3 278 688	7 564 532	231%
Études & Sous-traitance	4 078 762	2 773 040	1 305 722	47%
Honoraires	8 377 570	7 469 188	908 382	12%
Maintenance	892 004	405 645	486 359	120%
Voyages et déplacements	1 199 327	1 060 839	138 489	13%
Locations et charges	892 005	650 946	241 059	37%
Assurances	355 542	285 993	69 550	24%
Informatique et télécom	1 129 113	616 086	513 028	83%
Frais bancaires	134 521	214 398	(79 877)	-37%
Assistance administrative	100 000	412 000	(312 000)	-76%
Prestation de supervision	(3 275)	-	(3 275)	0%
<b>TOTAL</b>	<b>27 998 790</b>	<b>17 166 822</b>	<b>10 831 968</b>	<b>63%</b>

Depuis la mise en place de sa politique de prix de transfert, l'ensemble des frais de développement pour les projets internationaux du Groupe sont portés par Neoen S.A.



## NOTES SUR LES ÉTATS FINANCIERS

### CAPITAUX PROPRES

Les capitaux propres ont évolué de la façon suivante au cours de l'exercice :

CAPITAUX PROPRES	Ouverture	Augmentation	Diminution	Clôture
Capital social ou individuel	107 964 140	61 950 856	-	169 914 996
Primes d'émission, de fusion...	64 027 003	436 756 903	-	500 783 906
Réserve légale	1 426 806	423 443	-	1 850 249
Autres réserves	-	-	-	-
Report à nouveau	-	8 045 422	-	8 045 422
Résultat de l'exercice	8 468 865	9 376 196	8 468 865	9 376 196
Subventions d'investissement	-	-	-	-
Amortissements dérogatoires	9 523	-	9 523	-
<b>TOTAL</b>	<b>181 896 337</b>	<b>516 552 820</b>	<b>8 478 387</b>	<b>689 970 769</b>

L'évolution du capital est détaillée dans le paragraphe « Activité et faits marquants ».

L'évolution du capital social et de la prime d'émission s'explique par l'introduction en bourse de la Société (voir « Opérations sur capital »).

### CHARGES DE PERSONNEL ET EFFECTIFS MOYENS

CHARGES DE PERSONNEL & EFFECTIFS MOYENS	31/12/2018	31/12/2017	Var (en euros)	Var (%)
<b>Charges de personnel</b>				
Salaires et traitements	7 943 796	6 406 270	1 537 526	24%
Charges sociales	4 207 081	4 056 982	150 099	4%
<b>CHARGES DE PERSONNEL</b>	<b>12 150 877</b>	<b>10 463 252</b>	<b>1 687 625</b>	<b>14%</b>
<b>Équivalent temps pleins (ETP) – Moyen</b>				
Cadres	83	71	12	17%
Employés et agent de maîtrise	7	8	(1)	-13%
<b>EFFECTIF</b>	<b>90</b>	<b>79</b>	<b>11</b>	<b>12%</b>

### UTILISATION DU CRÉDIT D'IMPÔT COMPÉTITIVITÉ EMPLOI

Conformément à la note d'information de l'ANC en date du 28 février 2013, le Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE) est comptabilisé en diminution des charges de personnel.

Au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a comptabilisé un CICE de 38 637 euros en diminution des charges de personnel.

### DETTES FINANCIÈRES

La Société dispose de 145 millions d'euros de lignes de crédits court terme au 31 décembre 2018 permettant notamment de financer le début de la construction des centrales avant la signature d'un emprunt long terme par la Société projet (« project finance »).

### FILIALE ET PARTICIPATIONS

Cf. annexe 1

### AUTRES INFORMATIONS

#### ENGAGEMENT DE RETRAITE

La Société s'affranchit de ses obligations de financement des retraites de son personnel par le versement de cotisations calculées sur la base des salaires aux organismes qui gèrent les programmes de retraites.

En outre, une indemnité de départ à la retraite, déterminée en fonction de l'ancienneté et du niveau de rémunération, doit être versée aux salariés présents dans l'entreprise à l'âge de la retraite.

L'engagement de la Société à ce titre, calculé selon la méthode des unités de crédits projetées n'est pas significatif compte tenu du peu d'ancienneté acquise par les salariés à ce jour, il n'a pas été comptabilisé.

## ENGAGEMENTS HORS BILAN

### Engagements donnés

Neoen S.A. s'est portée caution pour certaines de ses filiales dans le cadre de la mise en place de financement de projet ou d'appels d'offres, et ce dans les conditions suivantes :

Nature	Montant initial	Devise	Change	Début	Fin	Montants (en euros)
Corbas 1 – Cautionnement Financement Participatif	664 600	EUR	1	10/12/2018	30/09/2022	664 600
Corbas 3 – Cautionnement Financement Participatif	568 700	EUR	1	10/12/2018	30/09/2022	568 700
BEC Garantie à 1 <sup>ère</sup> demande – Adisseo	3 000 000	EUR	1	21/12/2017	26/08/2032	3 000 000
Garantie construction – Projet Azur Est	5 455 696	EUR	1	02/10/2018	31/03/2019	5 455 696
Garantie construction – Projet Hauts Chemins	10 475 000	EUR	1	02/10/2018	31/07/2019	10 475 000
Garantie construction – Projet Corbas 3	3 800 000	EUR	1	03/12/2018	31/07/2019	3 800 000
Garantie construction – Projet Corbas 1	7 116 000	EUR	1	03/12/2018	31/07/2019	7 116 000
BEC – CRCA de Centre France	750 000	EUR	1	16/04/2015	30/09/2018	750 000
Neoen Biosource – Garanties GME UNISYLVA -CFBL	180 000	EUR	1	20/06/2014	19/06/2019	180 000
Neoen Biosource – Garanties ALLIER BIOMASSE INGEN'R	150 000	EUR	1	06/06/2014	05/06/2019	150 000
Garantie exécution – CEPAC – AO CRE 3	4 885 500	EUR	1	29/01/2016	10/12/2019	4 885 500
Garantie exécution – CEPAC – AO CRE 4.1	4 028 900	EUR	1	02/05/2017	02/11/2020	4 028 900
Garantie exécution – CEPAC – AO CRE 4.2	852 210	EUR	1	10/09/2017	10/03/2021	852 210
Garantie exécution – CEPAC – AO CRE 4.4	751 000	EUR	1	19/09/2018	19/03/2022	751 000
CS TORREILLES/INNONDATION – SAARLB	5 000 000	EUR	1	15/12/2011	01/06/2028	5 000 000
Garantie construction – Performance Bond – Projet Erec	515 000	USD	1	05/10/2018	30/06/2019	515 000
Garantie construction – Interconnection Bond – Projet El Llano	16 200 000	USD	1	28/09/2017	30/06/2020	16 200 000
Garantie construction – Performance Bond – Projet El Llano	10 000 000	USD	1	09/04/2018	12/04/2021	10 000 000
Garantie construction – Suppliers – Projet El Llano	84 309 499	USD	1,14	30/12/2018		73 697 115
Garantie Environnementale – Projet El Llano	2 500 000	MXN	22,48	26/12/2018		111 205
Garantie construction – Suppliers – Projet Capella	12 000 000	USD	1,14	10/03/2017	10/03/2019	10 489 510
Bid Bond – Puebla	11 500 000	USD	1,14	28/09/2018	31/05/2019	10 052 448
Interconnection Bond – Projet Puebla	24 000 000	USD	1,14	28/09/2018	31/05/2019	20 979 021
Bid Bond – Project Sonora	4 900 000	USD	1,14	28/09/2018	31/05/2019	4 283 217
Mexico Office Rental – Caution	4 096 743	MXN	22,48	15/06/2018	14/09/2021	182 231
Shareholder Letter of Credit – Projet Bangweulu	2 900 000	USD	1,14	10/11/2017	09/05/2019	2 534 965
Contingent Equity LC – Projet Bangweulu	3 019 000	USD	1,14	08/11/2017	31/12/2020	2 638 986
Garantie construction – Performance Bond – Projet Hedet	25 500 000	EUR	1,00	24/09/2018	15/02/2019	25 500 000
Garantie exécution – Performance Bond – Projet Hedet	760 000	EUR	1,00	26/07/2018	31/12/2019	760 000
Garantie construction – Performance Bond – Projet Bangweulu	12 000 000	USD				
			1,14	08/11/2017	30/06/2019	10 489 510
Garantie construction – Performance Bond – Projet La Puna	25 000 000	USD	1,14	21/06/2017	01/02/2020	21 853 147
Garantie construction – Performance Bond – Projet Altiplano	25 000 000	USD	1,14	06/08/2018	01/05/2020	21 853 147
Garantie construction – Performance Bond – Projet Bulgana	34 767 223	AUD	1,62	31/12/2018		21 434 786
Garantie construction – Performance Bond – Projet Coleambally	2 500 000	AUD	1,62	10/05/2017	31/12/2030	1 541 307
Garantie construction – Performance Bond – Projet Numurkah	3 880 000	AUD	1,62	04/12/2017		2 392 109

305 185 310

## Engagements reçus

L'actionnaire principal (Impala) s'est porté caution pour Neoen principalement dans le cadre de l'obtention de lignes de financements bancaires *corporate* et ce dans les conditions suivantes :

Caution	Nature	Début	Fin	Montants
Impala	Neoen ligne corporate – CREDIT AGRICOLE NMP	26/07/2012	indéterminée	10 000 000
Impala	Neoen ligne corporate – CIC EST	23/11/2012	30/09/2019	7 500 000
Impala	Neoen ligne corporate – LCL	09/01/2013	31/01/2019	7 000 000
Impala	Neoen ligne corporate – CEPAC	03/10/2013	indéterminée	11 250 000
Impala	Neoen ligne corporate – NEUFLIZE	01/02/2015	indéterminée	6 000 000
Impala	Neoen ligne corporate – SG	01/11/2015	indéterminée	6 500 000
Impala	Neoen ligne corporate – BNP	21/11/2016	indéterminée	5 000 000
Impala	Neoen ligne corporate – NATIXIS	01/10/2016	indéterminée	10 000 000
Impala	Neoen ligne corporate – CREDIT DU NORD	01/10/2016	indéterminée	5 000 000
Impala	Neoen ligne corporate – HSBC	31/01/2018	indéterminée	5 000 000
Impala	Neoen ligne corporate – JP Morgan	25/05/2018	indéterminée	5 000 000
Impala	Neoen ligne corporate – BARCLAYS	25/05/2018	indéterminée	7 500 000
Impala	Neoen ligne corporate – CA CIB	18/05/2018	indéterminée	3 333 333
Impala	NEOEN/GARANTIES D'EXÉCUTION AO SOLAIRE 2012 – CEPAC	29/01/2013	01/01/2032	780 488
Impala	NEOEN/GARANTIES D'EXÉCUTION AO CRE 3 – CEPAC	28/01/2016	01/01/2020	2 754 700
Impala	NEOEN/GARANTIES D'EXÉCUTION AO CRE 4 – CEPAC	02/05/2017	01/03/2019	1 295 850
Impala	NEOEN/GARANTIES D'EXÉCUTION AO CRE 4.2 – CEPAC	02/09/2017	01/09/2020	426 105
Impala	CS TORREILLES/INNONDATION – SAARLB	15/12/2011	01/06/2028	5 000 000
				<b>99 340 476</b>

## INTÉGRATION FISCALE

Neoen et plusieurs de ses filiales ont opté pour le régime de l'intégration fiscale. Le périmètre d'intégration fiscale de l'exercice 2018 comprend les sociétés suivantes :

- Neoen : mère ;
- Neoen Services : filiale ;
- Neoen Solaire : filiale ;
- Neoen Éolienne : filiale ;
- Neoen Biopower : filiale ;
- Neoen Biosource : filiale ;
- Neoen International : filiale.

Les tableaux ci-dessous donnent le détail de la détermination du résultat de l'intégration fiscale ainsi que le calcul des résultats fiscaux individuels sans prise en compte de l'effet de l'intégration fiscale.

## Détermination de résultat fiscal de l'intégration fiscale

	Résultat comptable	Réintégrations	Déductions	Résultat fiscal	Consommation déficit Pré-IF	Résultat fiscal après consommation déficit propres
Neoen	9 376 196	4 810 259	11 846 144	2 340 310	0	2 340 310
Neoen Solaire	157 591	0	0	157 591	0	157 591
Neoen Éolienne	(51 273)	0	0	(51 273)	0	(51 273)
Neoen Biopower	4 693	0	0	4 693	0	4 693
Neoen Services	449 209	68 708	0	517 917	0	517 917
Neoen International	(4 652 634)	2 447 552	962 634	(3 167 716)	0	(3 167 716)
Neoen Biosource	347 474	135 129	0	482 603	0	482 603
<b>RÉSULTAT DE L'IF</b>	<b>5 631 256</b>	<b>7 461 648</b>	<b>12 808 778</b>	<b>284 125</b>	<b>0</b>	<b>284 125</b>
Consommation des déficit de l'Intégration Fiscale						(284 125)
<b>RÉSULTAT après utilisation</b>						<b>0</b>
<b>IS dû</b>						<b>0</b>

## Suivi des déficits de l'Intégration fiscale

Base avant utilisation/dotation 2018	4 537 565
Utilisation/dotation 2018	(284 125)
<b>Solde fin 2018</b>	<b>4 253 440</b>

## Détermination des résultats fiscaux individuels sans le bénéfice de l'intégration fiscale

	Calculé sans le bénéfice de l'intégration fiscale				
	Résultat fiscal	Report déficitaire 31/12/2017	Consommation Déficit	Base taxable	IS Théorique (28%)
Neoen	2 340 310	0	0	2 340 310	655 287
Neoen Solaire	157 591	(203 694)	157 591	0	0
Neoen Éolienne	(51 273)	(673 288)	0	0	0
Neoen Biopower	4 693	(353 587)	4 693	0	0
Neoen Services	517 917	(288 364)	288 364	229 553	64 275
Neoen International	(3 167 716)	(6 793 829)	0	0	0
Neoen Biosource	482 603	0	0	482 603	135 129

À noter que compte tenu de l'intégration fiscale dans laquelle la Société est intégrée en tant que tête de groupe, l'impôt individuel tel que décrit ci-dessus n'est pas comptabilisé, seul l'impôt groupe éventuel est comptabilisé le cas échéant.

## CONSOLIDATION

Les comptes de la Société sont inclus par intégration globale dans les comptes consolidés de la Société Impala SAS 4, rue Euler – 75008 Paris.

## ANNEXE 1 : FILIALES ET PARTICIPATIONS

	Filiales et Participations	Date de création/ prise de participation	Capital social	Réserves et RAN avant affectation des résultats	QP du capital détenue (%)	Valeur comptable des titres détenus	Chiffre d'affaires 2018 (en devise locale)	Résultat net 2018 (en devise locale)	Dividendes encaissés en 2018
<b>Nom</b>	BNRG Neoen Limited								
<b>Forme juridique</b>	LTD	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Mai 2018	200	-	50%	100	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	590 916								
<b>Siège social</b>	Unit 1b, Customs House Plaza, Harbourmaster Place, Dublin 1								
<b>Nom</b>	CENTRALE ÉOLIENNE CLAIRE FONTAINE								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2016	10 000	(57 850)	100%	10 000	-	(5 378)	N/A
<b>SIREN</b>	752 922 187								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	CENTRALE ÉOLIENNE LE JUSSELIN								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2016	10 000	-	100%	10 000	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	752 923 144								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Centrale Solaire Orion 10								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2016	5 000	(23 394)	100%	5 000	-	(6 398)	N/A
<b>SIREN</b>	524 444 783								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Centrale Solaire Orion 11								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2016	5 000	(23 170)	100%	5 000	-	(4 025)	N/A
<b>SIREN</b>	527 862 106								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Centrale Solaire Orion 8								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2016	5 000	(23 417)	100%	5 000	-	(3 850)	N/A
<b>SIREN</b>	524 444 619								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Centrale Solaire Orion 9								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2016	5 000	(23 301)	100%	5 000	-	(3 855)	N/A
<b>SIREN</b>	527 861 603								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Éoliennes Chemin Vert								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2016	5 000	(31 591)	100%	5 000	-	(7 256)	N/A
<b>SIREN</b>	524 444 833								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								

	Filiales et Participations	Date de création/ prise de participation	Capital social	Réserves et RAN avant affectation des résultats	QP du capital détenue (%)	Valeur comptable des titres détenus	Chiffre d'affaires 2018 (en devise locale)	Résultat net 2018 (en devise locale)	Dividendes encaissés en 2018
<b>Nom</b>	Éoliennes Courcôme								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	anvier 2016	5 000	(31 131)	100%	5 000	-	(17 173)	N/A
<b>SIREN</b>	527 861 454								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Éoliennes Rubercy								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2016	10 000	(52 318)	100%	10 000	-	(5 092)	N/A
<b>SIREN</b>	752 914 655								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Éoliennes Saint Sauvant								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2016	5 000	(24 935)	100%	5 000	-	(4 162)	N/A
<b>SIREN</b>	527 865 125								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Éoliennes Vesly								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Acquisition							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2016	10 000	(56 643)	100%	10 000	-	(5 450)	N/A
<b>SIREN</b>	752 914 663								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	N Development								
<b>Forme juridique</b>	SGPS	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Décembre 2010	50 000	-	100%	50 000	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	509 748 619								
<b>Siège social</b>	Avenida da Liberdade, N.º. 92-B, 5.º Andar, 1250-145 Lisboa								
<b>Nom</b>	Nahualapa Solar								
<b>Forme juridique</b>	SA de CV	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Décembre 2016	2000 (USD)	-	70%	930	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	239 701 -8								
<b>Siège social</b>	75 Av. Norte y 9a Calle Poniente #536, Colonia Escalon, San Salvador, El Salvador								
<b>Nom</b>	Neoen Argentina								
<b>Forme juridique</b>	SA	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2015	9 133 604 (ARS)	-	95%	176 297	-	-	N/A
<b>SIREN</b>									
<b>Siège social</b>	Av. de Mayo 651 – Piso 3º, Oficina 14 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires								



	Filiales et Participations	Date de création/ prise de participation	Capital social	Réserves et RAN avant affectation des résultats	QP du capital détenue (%)	Valeur comptable des titres détenus	Chiffre d'affaires 2018 (en devise locale)	Résultat net 2018 (en devise locale)	Dividendes encaissés en 2018
<b>Nom</b>	Neoen Australia								
<b>Forme juridique</b>	LTD	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2015	1000 (AUD)	-	100%	800	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	ACN 160 905								
<b>Siège social</b>	Suite 4 – Level 7/60 Park Street NSW 2000 Sydney – Australie								
<b>Nom</b>	Neoen Biopower								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2015	37 000	97 853	100%	37 000	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	511 780 215								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Neoen Biosource								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Janvier 2015	10 000	47 422	100%	10 000	8 751 132	-	N/A
<b>SIREN</b>	792 139 586								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Neoen El Salvador								
<b>Forme juridique</b>	SA de CV	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Avril 2017	439 710 (USD)	-	100%	400 995	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	236 487 -7								
<b>Siège social</b>	75 Av. Norte y 9a Calle Poniente #536, Colonia Escalon, San Salvador, El Salvador								
<b>Nom</b>	Neoen Éolienne								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Avril 2017	37 000	(686 586)	100%	37 000	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	509 212 585								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Neoen International								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Mai 2015	100 000	(8 269 325)	100%	100 000	-	(4 652 634)	N/A
<b>SIREN</b>	789 991 635								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Neoen Investissement								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Octobre 2016	20 000	(95 314)	100%	20 000	-	267 567	N/A
<b>SIREN</b>	820 556 074								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Neoen Northern Hemisphere								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Février 2013	20 000	(6 467)	100%	20 000	-	(97 359)	N/A
<b>SIREN</b>	828 197 798								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								

	Filiales et Participations	Date de création/ prise de participation	Capital social	Réserves et RAN avant affectation des résultats	QP du capital détenue (%)	Valeur comptable des titres détenus	Chiffre d'affaires 2018 (en devise locale)	Résultat net 2018 (en devise locale)	Dividendes encaissés en 2018
<b>Nom</b>	Neoen Production 1								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Octobre 2016	10 000	(2 980 638)	100%	10 000	-	(1 347 010)	N/A
<b>SIREN</b>	799 259 429								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Neoen Production 2								
<b>Forme juridique</b>	SAS	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Septembre 2013	2 500	2 912 511	100%	2 500	-	5 218 272	N/A
<b>SIREN</b>	824 735 559								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Neoen Production 3								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Mai 2015	2 500	(30 382)	100%	2 500	-	(10 686)	N/A
<b>SIREN</b>	523 207 207								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Neoen Services								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Mai 2015	51 210 000	(78 258 216)	100%	51 210 000	19 609	449 209	N/A
<b>SIREN</b>	492 690 821								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Neoen Servicios Mexico								
<b>Forme juridique</b>	SA de CV	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Juillet 2015	50 000 (USD)	-	99%	44 955	-	-	N/A
<b>SIREN</b>									
<b>Siège social</b>	Temístocles 34 Polanco, DF 11560, Mexico								
<b>Nom</b>	Neoen Solaire								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Octobre 2014	37 000	5 149 005	100%	37 000	-	157 591	N/A
<b>SIREN</b>	509 319 257								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	New Renewables Zambia Ltd								
<b>Forme juridique</b>	LTD	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Février 2014	1 515 (USD)	-	100%	1 430	-	-	N/A
<b>SIREN</b>									
<b>Siège social</b>	Building 3 Acacia Park, Stand N° 22768, Thabo Mbeki Road, Lusaka								
<b>Nom</b>	NP Investment								
<b>Forme juridique</b>	SGPS	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Février 2014	50 000	-	100%	50 000	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	509 876 636								
<b>Siège social</b>	Avenida da Liberdade, N.º. 92-B, 5.º Andar, 1250-145 Lisboa								

	Filiales et Participations	Date de création/ prise de participation	Capital social	Réserves et RAN avant affectation des résultats	QP du capital détenue (%)	Valeur comptable des titres détenus	Chiffre d'affaires 2018 (en devise locale)	Résultat net 2018 (en devise locale)	Dividendes encaissés en 2018
<b>Nom</b>	NPI II								
<b>Forme juridique</b>	SGPS	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Février 2014	50 000	-	100%	50 000	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	513 900 594								
<b>Siège social</b>	Avenida da Liberdade, N.º. 92-B, 5.º Andar, 1250-145 Lisboa								
<b>Nom</b>	PARC ÉOLIEN DES AVALOIRS								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Mars 2016	6 000	(27 576)	100%	6 000	-	(8 573)	N/A
<b>SIREN</b>	524 444 882								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	Pedregal Solar								
<b>Forme juridique</b>	SA de CV	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Mars 2014	2000 (USD)	-	70%	1 328	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	239 697 -9								
<b>Siège social</b>	75 Av. Norte y 9a Calle Poniente #536, Colonia Escalon, San Salvador, El Salvador								
<b>Nom</b>	SASU PV Le Champ de Manœuvre								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Février 2016	5 000	(73 082)	100%	5 000	-	(6 488)	N/A
<b>SIREN</b>	527 861 710								
<b>Siège social</b>	4 rue Euler – 75008 Paris								
<b>Nom</b>	SASU PV Le Moulin de Beuvry								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Février 2016	5 000	(23 760)	100%	5 000	-	(2 144)	N/A
<b>SIREN</b>	527 865 190								
<b>Siège social</b>	Les Pléiades Bât E, 860 Rue René Descartes – 13857 Aix en Provence Cedex 3								
<b>Nom</b>	SASU PV Les Poulettes								
<b>Forme juridique</b>	SASU	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Février 2016	5 000	(27 401)	100%	5 000	-	(14 462)	N/A
<b>SIREN</b>	527 861 694								
<b>Siège social</b>	Les Pléiades Bât E, 860 Rue René Descartes – 13857 Aix en Provence Cedex 3								

	Filiales et Participations	Date de création/ prise de participation	Capital social	Réserves et RAN avant affectation des résultats	QP du capital détenue (%)	Valeur comptable des titres détenus	Chiffre d'affaires 2018 (en devise locale)	Résultat net 2018 (en devise locale)	Dividendes encaissés en 2018
<b>Nom</b>	Spica Solar								
<b>Forme juridique</b>	SA de CV	Création							
<b>Activité</b>	Production d'électricité	Février 2016	2000 (USD)	-	70%	1 328	-	-	N/A
<b>SIREN</b>	243 460 -0								
<b>Siège social</b>	75 Av. Norte y 9a Calle Poniente #536, Colonia Escalon, San Salvador, El Salvador								

## 4.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS DE NEOEN S.A.

Exercice clos le 31 décembre 2018

À l'assemblée générale de la société Neoen,

### OPINION

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Neoen relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2018, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, 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 de la Société à la fin de cet exercice.

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 annuels » du présent rapport.

#### INDÉPENDANCE

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2018 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 ou par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

### 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 devons porter 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 annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Nous avons déterminé qu'il n'y avait pas de point clé d'audit à communiquer dans notre rapport.

### 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.

### INFORMATIONS DONNÉES DANS LE RAPPORT DE GESTION ET DANS LES AUTRES DOCUMENTS SUR LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES COMPTES ANNUELS ADRESSÉS AUX ACTIONNAIRES

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-4 du Code de commerce.

## INFORMATIONS RELATIVES AU GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du Conseil d'administration consacrée au sur le gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des sociétés contrôlant votre société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

## AUTRES INFORMATIONS

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

## INFORMATIONS RÉSULTANT D'AUTRES OBLIGATIONS LÉGALES ET RÉGLEMENTAIRES

### DÉSIGNATION DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Nous avons été nommés Commissaire aux Comptes de la société Neoen par votre 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 pour le cabinet Deloitte. Le cabinet RSM Paris a été nommé par votre assemblée générale du 12 septembre 2018.

Au 31 décembre 2018, le cabinet Deloitte et Associés était dans la 11<sup>ème</sup> année de sa mission sans interruption et le cabinet RSM Paris dans sa 1<sup>ère</sup> année.

## RESPONSABILITÉS DE LA DIRECTION ET DES PERSONNES CONSTITUANT LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE RELATIVES AUX COMPTES ANNUELS

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, 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 annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

## RESPONSABILITÉS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES RELATIVES À L'AUDIT DES COMPTES ANNUELS

### OBJECTIF ET DÉMARCHE D'AUDIT

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels 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 annuels 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 annuels ;
- 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 annuels 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 annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

## RAPPORT AU COMITÉ D'AUDIT

Nous remettons un rapport au Comité d'audit 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 annuels 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.

À Paris-la Défense et Paris, le 17 avril 2019

Les commissaires aux comptes

**DELOITTE & ASSOCIÉS**

François Xavier AMEYE

**RSM Paris**

Étienne de BRYAS



# 05

## DÉVELOPPEMENT DURABLE ET RESPONSABILITÉ SOCIÉTALE

5.1	CONTRIBUTION POSITIVE AUX OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE DES NATIONS UNIES	222	5.3	MESURE DES IMPACTS	226
			5.3.1	Émissions de carbone évitées	226
			5.3.2	Reconnaissance de la part d'organismes tiers	226
5.2	PRISE EN COMPTE DES SUJETS RSE ET HSE DANS LA GESTION DES PROJETS DU GROUPE	223	5.4	RAPPORT DE L'ORGANISME TIERS INDÉPENDANT	227
5.2.1	Intégrer et impliquer l'ensemble des parties prenantes dans la gestion du projet	223	5.5	PLAN DE VIGILANCE	229
5.2.2	Une politique proactive en matière environnementale et de protection de la biodiversité	225			

Neoen est un producteur indépendant d'énergie renouvelable qui a fait le choix de se focaliser sur des technologies matures et entièrement décarbonées pour pouvoir mettre à disposition du plus grand monde, partout où il est présent, l'énergie la plus compétitive. Conscient du rôle particulier qu'il doit jouer en matière de promotion du développement durable et de la responsabilité qui lui incombe de « donner l'exemple », Neoen développe, finance, construit et exploite ses projets selon les meilleurs standards de performance tels que définis par les grandes institutions internationales. Neoen a initié de façon volontaire une démarche de notation de sa responsabilité environnementale et sociétale par des organismes reconnus afin d'être à la pointe des meilleures pratiques. Au regard de son positionnement et des actions qu'il a mis en place, Neoen contribue de manière positive aux objectifs de développement durable. Au-delà de sa politique générale, Neoen a une vision de long terme et

s'inscrit dans une démarche de pérennité de ses installations. Dans ce cadre, le Groupe veille tout particulièrement aux enjeux liés à l'acceptation locale de ses projets. Le Groupe est par ailleurs particulièrement attentif à la promotion de mesures sociales au bénéfice de ses propres salariés et au respect des principes de bonne gouvernance. En l'occurrence, le Groupe a adopté les recommandations du Code AFEP-MEDEF. Le lecteur est invité à se référer au Chapitre 6 « Rapport sur le gouvernement d'entreprise » du présent document pour de plus amples informations.

À la date du présent rapport, la Société n'est pas soumise à l'exigence de préparation d'une déclaration de performance extra-financière, telle que prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce, dans la mesure où elle se situe en dessous des seuils réglementaires.

## 5.1 CONTRIBUTION POSITIVE AUX OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE DES NATIONS UNIES

### IMPACTS DIRECTS

Au regard de son positionnement et des actions qu'il a mis en place, Neoen contribue de manière positive aux objectifs de développement durable (ODD), adoptés en septembre 2015 par 193 membres des Nations Unies, visant à mettre fin à la pauvreté, protéger la planète et garantir la prospérité pour tous. La contribution de Neoen porte plus directement sur l'objectif 7 (Énergie propre et d'un coût abordable), en particulier ses cibles 7.1 (« d'ici à 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables et modernes, à un coût abordable ») et 7.2 (« d'ici à 2030, accroître nettement la part de l'énergie renouvelable dans le bouquet énergétique mondial »), mais également les objectifs 12 (Consommation et productions responsables) et 13 (Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques) qui sont ses objectifs prioritaires en lien immédiat avec son activité.

### IMPACTS INDIRECTS

Neoen considère par ailleurs qu'au regard de son positionnement, qui est focalisé sur la commercialisation, partout où le Groupe est présent, de l'électricité la plus compétitive, à ou sous la parité réseau, il contribue à faciliter l'accès à un bien essentiel qui est l'électricité, et par là même participe à l'éradication de la pauvreté (objectif 1 – Pas de pauvreté) et à la réduction des inégalités au sein d'un même pays (objectif 10 – Réduction des inégalités) *via* la promotion de son activité économique. En outre, Neoen commercialise uniquement de l'énergie verte. Le Groupe contribue ainsi à réduire l'exposition des personnes en situation vulnérable aux phénomènes climatiques extrêmes (objectif 1.5) et agit contre la pollution et la contamination de l'air de façon à permettre à tous de vivre en bonne santé et promouvoir le bien-être à tout âge (objectif 3).

Neoen est un acteur éminemment local. Comptant plus de 23 nationalités, le Groupe a à cœur de favoriser l'emploi local, que ce soit de façon directe, dans ses propres filiales, ou de façon indirecte, en enjoignant ses co-contractants à avoir recours, autant que de possible, à une main-d'œuvre et à des sous-traitants locaux pour favoriser le dynamisme de l'économie locale. Ainsi, en Zambie, la construction de sa centrale solaire de Bangweulu a nécessité, au plus fort de l'activité, l'emploi de plus de 800 travailleurs sur site, dont une très grande majorité de personnes locales.

Au Mexique, la construction de la centrale d'El Llano devrait mobiliser jusqu'à 820 personnes sur site durant sa construction. Cette exigence répond à l'objectif 8 (Travail décent et croissance économique) des ODD.

Neoen est un acteur responsable. En ligne avec sa charte interne, signée par chacun de ses collaborateurs, selon laquelle il s'engage à exercer son activité en évitant ou limitant, dans la mesure du possible, les atteintes à l'environnement autres que les atteintes visuelles inhérentes à l'activité concernée, Neoen a un prisme spécifique sur la protection de l'environnement et le respect de la biodiversité (objectif 15 – Vie terrestre).

### CONTRIBUTION DE PAR LES VALEURS DU GROUPE ET LA MISE EN PLACE DE PROCESSUS OPÉRATIONNELS *AD HOC*

La charte interne du Groupe formalise également les engagements du Groupe en matière sociale. En la matière, cette charte repose sur les principes suivants :

- santé et sécurité : le Groupe assure la sécurité de ses collaborateurs et veille à prévenir les risques sanitaires qu'ils encourent, notamment dans leurs déplacements au sein de pays présentant des risques particuliers ;
- respect des lois et réglementations locales : le Groupe respecte, et s'assure que ses collaborateurs respectent, les lois et réglementations de chacun des pays dans lesquels il opère. Plus particulièrement, des règles de conduite sont prévues afin de lutter contre les risques de corruption passive ou active ;
- obligation de *reporting* : afin de permettre un meilleur suivi par le Groupe du comportement éthique de ses collaborateurs, la charte prévoit des obligations de *reporting* auprès de la direction notamment en matière de conflits d'intérêts ou plus généralement en cas de risque de non-conformité à une réglementation locale. En outre, les employés disposent de la possibilité de recourir aux services d'un avocat, tiers à la Société, concernant toute difficulté qu'ils pourraient rencontrer, tant en termes d'interprétation des principes portés par la charte, que dans le cadre de son application.



Les principes de cette charte, et notamment l'accent particulier mis par le Groupe en faveur de la lutte contre la corruption, relèvent de l'objectif 16 (Paix, justice et institutions efficaces) des ODD. À noter qu'à la date du présent document, le Groupe n'a pas connaissance de la survenance passée ou de l'existence de comportements contrevenant aux dispositions de la charte Neoen.

Neoen construit des infrastructures pérennes. Dimensionnées pour produire de l'électricité à ou sous la parité réseau et non polluantes, elles bénéficient en général d'une excellente acceptation locale. Neoen a une vision long terme : il est en général l'actionnaire majoritaire voire l'unique actionnaire de ses infrastructures et a donc pour objectif l'optimisation du rendement de ses installations sur toute leur durée de vie. En conséquence, cela lui permet de prendre les décisions appropriées en termes de maintenance de ses installations. Dans certains cas, comme au Mozambique, la mise à disposition se fait sous forme de concessions limitées dans le temps (30 ans au Mozambique). L'attitude responsable de Neoen quant à la construction d'infrastructures résilientes, ayant qui plus est recours à une main-d'œuvre locale qui est formée pour leur construction et leur opération, relève de l'objectif 9 (Industrie, innovation et infrastructure) des ODD.

## ENGAGEMENT SOCIÉTAUX ET CULTURELS (PHILANTHROPIE)

Enfin, et de façon complémentaire à ses activités, Neoen contribue régulièrement à des actions de philanthropie et de soutien à l'éducation et à la vie culturelle locales. Ainsi, au Salvador, Neoen a financé la réalisation en 2017 d'une gigantesque fresque de l'artiste Fernando Llorca sur les murs de sa centrale solaire Providencia. En Australie, le Groupe a choisi de faire figurer des peintures aborigènes sur les mats des éoliennes de sa centrale de Hornsdale. Sur le plan philanthropique, en France, le Groupe a décidé de soutenir pour la première fois en 2018 l'organisation humanitaire Helen Keller International pour son projet unique PlanVue – qui a pour objectif de sensibiliser, dépister et traiter les troubles de la vue en milieu scolaire.

De même, en 2019, le Groupe a missionné Madagascar électriciens sans frontières pour l'électrification de deux écoles construites par l'association à but non lucratif, Se Tendre la Main. Sous réserve que cette action, qui doit être finalisée courant 2019, soit un succès, le Groupe pourrait être amené à pérenniser son programme d'électrification d'écoles en partenariat avec les deux organismes. Ces deux actions s'inscrivent dans le cadre de l'objectif 4 (Donner accès à l'éducation) qui est cher à Neoen.

## 5.2 PRISE EN COMPTE DES SUJETS RSE ET HSE DANS LA GESTION DES PROJETS DU GROUPE

Neoen s'inscrit dans une démarche de pérennité de ses installations. Dans ce cadre, le Groupe veille tout particulièrement aux enjeux liés à l'acceptation locale de ses projets.

### 5.2.1 INTÉGRER ET IMPLIQUER L'ENSEMBLE DES PARTIES PRENANTES DANS LA GESTION DU PROJET

Dans toute sa chaîne de valeur, le Groupe veille au respect par lui-même, ainsi que par les personnes dont il répond, des principes environnementaux, sociaux et de loyauté qu'il s'est fixé ou auxquels il est astreint.

#### EN PHASE DE DÉVELOPPEMENT

Ainsi, l'implantation de chaque installation est décidée en concertation avec les autorités locales et les riverains. Des réunions publiques, régulièrement organisées, permettent de réunir les populations et communautés riveraines des projets. Ces réunions sont l'occasion pour les équipes de Neoen de présenter les intégrations paysagères du projet, les conclusions de l'étude d'impact social (dans les pays émergents) et environnemental dudit projet et les mesures d'accompagnement qui seront prises en conséquence, et plus généralement de s'inscrire dans une démarche de concertation auprès des populations locales de façon à être en mesure de proposer des solutions satisfaisantes pour le plus grand nombre. Dans ce cadre, des mesures d'accompagnement spécifique peuvent être proposées (par exemple, en France, le financement d'une patinoire, la mise en place de parcours pédagogiques etc.). En Australie, un site Internet dédié par projet est mis en ligne dès les prémices du développement du projet afin que tout un chacun puisse avoir accès à l'ensemble des informations disponibles sur le projet et

puisse au besoin contacter l'équipe en charge du développement du projet. Un cahier de doléances en ligne est également disponible.

Le Groupe peut par ailleurs prendre des mesures spécifiques en faveur des populations locales, notamment en Australie Occidentale où le Groupe réalise, avant chaque projet, une étude de préservation des populations aborigènes (*Aboriginal Heritage Survey Report*) soumis au *Department of Planning, Lands and Heritage* d'Australie Occidentale. Au Salvador, le développement des deux projets du Groupe a été mené dès leurs débuts en étroite concertation avec des fonds dédiés au développement de projets sociaux pour le bénéfice des populations locales.

#### EN PHASE DE CONSTRUCTION

Le Groupe s'attache à retenir des fournisseurs responsables et respectueux des normes les plus exigeantes et assure ensuite un contrôle du respect de ces règles, notamment à travers leur intégration dans les contrats *EPC (Engineering Procurement Construction)* ou les contrats de fourniture d'éoliennes conclus par le Groupe. Ainsi, dans sa politique d'achats, le Groupe choisit selon des processus normés des fournisseurs de panneaux solaires, turbines éoliennes et autres composants du système (composants *BOS* et *BOP*) dont les produits proviennent d'usines certifiées ISO 9001 et ISO 14001. Le Groupe visite systématiquement les usines de ses



principaux fournisseurs potentiels avant d'initier une relation d'affaires. Par la suite, il s'attachera à réitérer ces visites aussi souvent que possible, à raison, a minima, d'une fréquence d'une visite par an.

Quel que soit le pays dans lequel ses projets se situent, le Groupe travaille uniquement avec des contractants *EPC* de premier rang qui ne pourront être choisis qu'après un processus rigoureux de pré-sélection.

En particulier, et dans les pays émergents, une attention particulière est portée sur la lutte contre la corruption : tout co-contractant dont le chiffre d'affaires dépasse le seuil des 75 000 dollars US doit produire un *Compliant Policy* avant d'entamer toute activité au bénéfice du Groupe. Les conclusions des études sociales (dans les pays émergents) et environnementales sont partagées avec les contractants *EPC* au stade de leur sélection. Les contractants *EPC* doivent ensuite mettre en œuvre les plans d'actions sociales (dans les pays émergents) et environnementales et s'engager notamment à faire appel, autant que de possible, à des sous-traitants locaux et à une main-d'œuvre locale. Dans certains cas, comme en Zambie ou en Jamaïque, ces plans d'actions peuvent se décliner en plans d'actions spécifiques au profit des communautés (*Community Engagement and Development Plan*) et le travail sur site être encadré par un contrat dédié (*Site Labour Agreement*). Au stade de la contractualisation, le Groupe envoie au contractant *EPC* les lignes directrices en matière d'hygiène, sécurité et environnement (« HSE ») intégrées au sein d'un plan, réalisé par son service construction (*Health, Safety and Environment Management Plan* ou *HSEMP*). Ces lignes directrices HSE sont établies en ligne avec la réglementation en France ou en Australie, où le Groupe estime que la réglementation locale est suffisamment contraignante, et au-delà des réglementations locales dans les autres pays, notamment les pays émergents. En ce cas, le Groupe se référera notamment aux *guidelines* de l'*International Finance Corporation (IFC)*. Les lignes directrices HSE sont systématiquement annexées aux contrats *EPC* et *O&M* et s'appliquent à l'encontre de l'ensemble des contractants du Groupe, ainsi qu'à leurs sous-traitants.

En plus du responsable du suivi de la construction, des organismes tiers dédiés sont en charge de valider la bonne application de ces mesures sociales et environnementales et plus généralement du respect sur site des règles fondamentales prônées par l'Organisation Internationale du Travail (OIT) et la Convention Européenne des Droits de l'Homme (pour les pays en développement). En France, par exemple, ces contrôles sont confiés à des entités (Apave, Socotec, Bureau Veritas, etc.) qui endossent le rôle de coordinateur en matière de sécurité et de protection de la santé (CSPS) et établissent un plan général de coordination (PCG) fixant les consignes de sécurité et de santé à respecter sur les chantiers du Groupe. Dans les autres pays, le contrôle est aussi réalisé par des organismes tiers dédiés et à la réputation établie, qui établissent des rapports de suivi mensuels. L'organisme tiers HSE peut alerter le manager du projet ou la société mère à tout moment s'il constate le non-respect d'un engagement. Dans certains cas, à l'instar de la Zambie, un *Community Liaison Officer* dédié pourra aussi être nommé dès le lancement de la construction du projet et pour toute la durée de son opération.

## EN PHASE D'OPÉRATIONS

Une fois que l'installation est entrée en opération, le suivi des principes HSE est délégué au prestataire qui assure la maintenance de l'installation (prestataire *O&M*) qui est, la plupart du temps, le contractant *EPC* ou le fournisseur d'éoliennes, en coordination avec le gestionnaire d'actif (*asset manager*) du Groupe. Le *reporting* HSE auprès du Groupe est effectué sur une base mensuelle et porte sur les accidents du travail, la poursuite de la bonne application des mesures préconisées par l'étude d'impact environnemental ainsi que la mise en œuvre des règles applicables à l'installation. Tous les systèmes de management HSE du Groupe sont établis en utilisant les lignes directrices des normes OHSAS 18001 et ISO 14001.

En parallèle, le Groupe supervise attentivement la performance de ses installations ainsi que la satisfaction des populations riveraines et des communautés qui bénéficient des retombées économiques positives des projets par le biais des taxes et de la location du foncier. Enfin, dans de nombreux cas, conscient du rôle qu'il peut jouer dans le développement local, le Groupe continue à soutenir activement des projets d'économie sociale et solidaire, notamment :

- en Australie où la plupart des projets sont associés à des fonds communautaires créés de façon *ad hoc*, pour chaque projet. Ainsi, en Australie Méridionale, le Groupe a fondé le « Hornsdale Wind Farm Community Fund », dont l'objectif est de financer des initiatives locales dans la région de Jamestown. Administré conjointement avec un élu local et des représentants de la communauté, le fonds sera financé à hauteur de 120 000 dollars australiens par an pendant 20 ans ;
- 39 projets ont ainsi été soutenus en 2017 et 2018, parmi lesquels la construction d'un jardin pour enfants ou l'installation de panneaux solaires sur le site commémoratif de Gladstone ;
- par ailleurs, un Aboriginal community fund abondé à hauteur de 50 000 dollars australiens par Hornsdale Asset Co pendant 25 ans, à destination des Ngadjuri and Nukunu Aboriginal Corporations a été créé pour la préservation de la culture aborigène ;
- au Salvador où 3% des revenus générés par les centrales photovoltaïques de Providencia et de Capella sont et seront reversés, respectivement, à des projets de développement social, en coordination avec le Fonds d'Investissement Social pour le Développement Local pour Providencia (le Fonds d'Investissement Social pour le Développement Local développe des projets locaux tels que des routes, l'approvisionnement en eau et en électricité ou la réfection d'écoles), en coordination avec la fondation salvadorienne FUSAL pour Capella ;
- en Zambie où 0,5% des revenus générés par la centrale seront reversés à Community Development Plan en faveur des communautés riveraines au projet ;
- au Mozambique où il est prévu la poursuite de la participation des projets au financement de l'économie locale dès la mise en service du projet ;
- au Portugal où le Groupe soutient l'université de Coruche, site d'implantation de sa centrale photovoltaïque en finançant des bourses étudiantes de trois ans destinées à valoriser le cursus académique des énergies renouvelables et à former les futurs acteurs de l'industrie. Le Groupe a par ailleurs mis en place un programme de financement sur cinq ans avec l'agence municipale de l'énergie de Seixal dont l'objectif est la promotion d'une consommation plus rationnelle de l'énergie, l'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables et le développement durable de la municipalité.

Depuis l'été 2018, le Groupe a créé un comité HSE qui se réunit à une fréquence trimestrielle et est composé de membres du management et du personnel salarié du Groupe. Les règles HSE prônées par le Groupe ont pour objectif de n'avoir ni accident, ni blessure, ni pollution sur le lieu de travail, notamment sur les chantiers du Groupe mais aussi durant les phases de développement et d'opération de ses projets. Ces objectifs sont définis, au sein du cahier des charges HSE établi par le Groupe, comme suit :

- éviter toute blessure sérieuse du personnel ;
- améliorer les conditions et réduire les risques de chaque poste de travail ;

- promouvoir la remontée proactive d'informations sur les presque accidents et les situations dangereuses ;
- promouvoir la culture HSE du Groupe (visites de site, quart d'heure sécurité, audits, formations...)
- réduire tant que possible l'utilisation et les risques de déversement de substances dangereuses.

Le comité HSE a pour mission d'assurer un contrôle de la performance du Groupe en matière de politique HSE *via* le suivi, sur une base consolidée, de tous les indicateurs relatifs à ces objectifs. Ces indicateurs concernent ainsi directement les équipes du Groupe mais aussi tous les effectifs des co-contractants travaillant sur les sites du Groupe, essentiellement durant la phase de construction.

## 5.2.2 UNE POLITIQUE PROACTIVE EN MATIÈRE ENVIRONNEMENTALE ET DE PROTECTION DE LA BIODIVERSITÉ

Le Groupe porte une attention particulière au respect des conditions de vie des espèces présentes sur les sites de ses projets ainsi qu'à la protection des paysages. Pour chaque projet et quel que soit le pays, une évaluation des impacts environnementaux, l'étude d'impact (réalisation d'études botaniques, avifaunes, paysagères, acoustiques, etc.), est réalisée afin d'établir les mesures d'accompagnement qui devront être mises en place durant la construction mais aussi l'opération du projet.

Plusieurs engagements environnementaux et en faveur de la biodiversité sont ainsi pris de façon formelle par le Groupe parmi lesquels on peut citer :

- des phases de construction limitées afin de limiter les nuisances durant la période de reproduction des espèces environnantes ;
- la construction de réseaux de drainage des eaux concomitamment à la construction de l'installation ;
- la construction de corridors pour faciliter la mobilité des espèces animales autochtones ;
- le suivi d'indicateurs d'évolution des espèces animales sur site ;
- le défrichage des terres afin de lutter contre la propagation des incendies et faciliter la circulation des véhicules de pompiers ;
- la préservation du patrimoine historique présent sur place ;
- la limitation des nuisances sonores, notamment en matière d'éoliennes.

À titre d'exemple, en France, la centrale de Cestas intègre des mesures environnementales comme la préservation de zones humides, protection des espèces végétales et animales du site (notamment les papillons), et l'intégration paysagère totale réalisée par la plantation de haies en bordure de la centrale.

Par ailleurs, l'équivalent de l'intégralité de la surface occupée par la centrale de Cestas a été reboisée dans le même département, grâce à un financement apporté par ce projet. Au Portugal, au moment de la construction de la centrale de Seixal, plus de mille arbres et arbustes d'origine locale ont été plantés autour de l'installation pour en favoriser l'intégration paysagère. En Australie, la centrale de Hornsdale a été conçue de sorte à assurer la préservation des lézards gris sur le site. En Jamaïque, le Biodiversity Management Plan du projet Paradise Park exige la cessation de toute activité en présence du crocodile de Jamaïque (espèce protégée), le temps que la *NEPA (National Environment and Planning Agency)* puisse envoyer une équipe sur place capturer l'animal et le relâcher dans une autre zone.

L'ensemble des équipes de développement, construction et exploitation du Groupe sont formées à la protection de l'environnement et au respect de la biodiversité. La bonne application des mesures d'accompagnement préconisée par l'étude d'impact fera l'objet d'un suivi attentif par un tiers, et ce durant la construction et la plus grande partie de la vie du projet.

Enfin, en ligne avec sa charte, selon laquelle il s'engage à exercer son activité en évitant ou limitant, dans la mesure du possible, les atteintes à l'environnement autres que les atteintes visuelles inhérentes à l'activité concernée, le Groupe se conforme à l'ensemble des obligations qui lui sont applicables, notamment en matière de respect des normes et constitution des provisions et garanties pour le démantèlement de ses installations à la fin de leur opération. Pour la collecte et le recyclage de ses parcs solaires, le Groupe adhère à PV Cycle, organisation qui gère un système opérationnel de collecte et de recyclage pour les panneaux photovoltaïques en fin de vie dans toute l'Europe. Plus généralement, le Groupe veille à laisser un site propre derrière lui et réutilisable pour d'autres installations de production d'énergie renouvelable.

## 5.3 MESURE DES IMPACTS

Le Groupe a pour principal indicateur consolidé de mesure de son action la quantification de tonnes de carbone de CO<sub>2</sub> évitées grâce à l'exercice de son activité. Par ailleurs, la portée des actions initiées par le Groupe fait l'objet d'une large reconnaissance de la part d'organismes tiers.

### 5.3.1 ÉMISSIONS DE CARBONE ÉVITÉES

En tant qu'acteur responsable dans le domaine des énergies renouvelables, le Groupe participe activement, de par la nature même de son activité, aux enjeux mondiaux en matière de lutte contre l'émission de gaz à effet de serre et le changement climatique. Ainsi, au cours des exercices clos le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018, le Groupe a évité l'émission, respectivement,

de 810 239 et 1 494 678 tonnes de CO<sub>2</sub>, selon ses propres calculs qui résultent de l'application stricte de la méthodologie dédiée proposée par la Banque européenne d'investissement (BEI).

Le Groupe a missionné Deloitte pour la revue de conformité de sa compréhension de la méthodologie BEI et des formules qu'il a appliquées.

### 5.3.2 RECONNAISSANCE DE LA PART D'ORGANISMES TIERS

#### 5.3.2.1 ÉVALUATION DU GROUPE PAR L'AGENCE VIGEO EIRIS

Dans la droite lignée de son positionnement et de ses convictions, le Groupe a eu très tôt à cœur d'intégrer la composante environnementale dans les modes de financement de ses projets. Ainsi, il a réalisé sa première émission obligataire verte (*green bonds*) en octobre 2015, d'un montant de 40 millions d'euros, destinés à financer 13 projets solaires et éoliens, situés en France et au Portugal et totalisant une capacité en opération de 100 MW. Cette modalité de financement a été renouvelée en décembre 2017, par l'émission de *green bonds* pour un montant maximum de 245 millions d'euros destinés au financement d'un portefeuille de projets éoliens terrestres et solaires en Australie, en Amérique Latine et en France totalisant 1,6 GW de capacité en opération cumulée. Ces financements ont été

validés en tant que *green bonds*, conformes aux principes applicables aux obligations vertes (*green bonds principles*) tels que publiés par l'*International Capital Market Association (ICMA)* en 2015 et 2017, par l'agence Vigeo Eiris, expert reconnu en développement durable, à la suite de sa *due diligence* « ESG » (Environnementale, Sociale et Gouvernance) sur le Groupe.

En septembre 2018, le Groupe a initié une démarche de *corporate rating* auprès de Vigeo Eiris sur une base volontaire. Il en a résulté une note A1 qui représente l'appartenance du Groupe au 1<sup>er</sup> quartile des entreprises notées par Vigeo Eiris et place Neoen dans les quatre premiers pourcents des entreprises les mieux notées par l'organisme.

#### 5.3.2.2 DISTINCTION PAR LE CLIMATE BONDS STANDARD BOARD

En mars 2019, le Groupe s'est vu spontanément décerner par le prestigieux Climate Bonds Standard Board la certification Green Loan du financement de son projet qu'il a mis en place au Mexique pour son projet photovoltaïque d'El Llano.

## 5.4 RAPPORT DE L'ORGANISME TIERS INDÉPENDANT

### NEOEN

Attestation d'assurance modérée sur le chapitre « Développement durable et Responsabilité sociale » du Document de référence de Neoen (Exercice clos le 31 décembre 2018)

À l'assemblée générale de la société Neoen,

En notre qualité de commissaire aux comptes de votre société, nous vous présentons notre attestation sur le chapitre « Développement durable et Responsabilité sociale », relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2018, présenté dans le Document de référence de Neoen.

### RESPONSABILITÉ DE L'ENTITÉ

Il appartient à Neoen d'établir le chapitre « Développement durable et Responsabilité sociale » de son Document de référence.

### INDÉPENDANCE ET CONTRÔLE QUALITÉ

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du Code de commerce et le Code de déontologie de la profession. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, de la doctrine professionnelle et des textes légaux et réglementaires applicables.

### RESPONSABILITÉ DU COMMISSAIRE AUX COMPTES

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'établir une attestation d'assurance modérée sur la sincérité du chapitre « Développement durable et Responsabilité sociale », relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2018, présenté dans le Document de référence de Neoen.

Il ne nous appartient pas en revanche de nous prononcer sur :

- le respect par l'entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables, notamment, en matière de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

### NATURE ET ÉTENDUE DES TRAVAUX

Nous avons mené les travaux suivants :

- nous avons pris connaissance du chapitre « Développement durable et Responsabilité sociale » du Document de référence de Neoen ;
- nous avons sélectionné des données qualitatives parmi ce chapitre ;
- nous avons contrôlé, par échantillonnage, la sincérité de la donnée, par entretien et/ou par retour à des pièces justificatives.

Nous estimons que les travaux que nous avons menés en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

### MOYENS ET RESSOURCES

Nos travaux ont mobilisé les compétences de deux personnes et se sont déroulés entre le 9 et le 23 avril 2019, sur une durée totale d'intervention de trois jours.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené des entretiens avec la personne responsable de la préparation du chapitre « Développement durable et Responsabilité sociale » du Document de référence de Neoen.

## CONCLUSION

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les thèmes suivants sont présentés de manière sincère :

- impacts indirects : nombre d'emplois indirects au Mexique et en Zambie, charte de conduite interne ;
- contribution positive aux objectifs de développement durable (ODD) des Nations Unies de par les valeurs du Groupe et la mise en place de processus opérationnels ad hoc : charte de conduite interne ;
- engagements sociétaux et culturels : Fresque de Fernando Llorca au Salvador, peintures aborigènes en Australie, projet PlanVue avec Helen Keller International ;
- intégration des parties prenantes :
  - en phase de développement : mesures en faveur des populations locales en Australie Occidentale ainsi qu'au Salvador,
  - en phase de construction : politique d'achats de produits issus d'usines certifiées ISO 9001 et 14001, Compliant Policy pour les co-contractants dont le chiffre d'affaires dépasse 100 000 dollars, lignes directrices HSE annexées aux contrats OPC et O&M, contrôle par des organismes tiers des consignes de sécurité et de santé,
  - en phase d'opération: *reporting* HSE mensuel, association à des fonds communautaires australiens créés de façon *ad hoc* ;
- politique en matière environnementale et de protection de la biodiversité : études d'impacts environnementaux, constitution de provisions et garanties pour le démantèlement des installations ;
- mesure des impacts : émission de carbone évitées et évaluation par l'agence Vigeo Eiris.

Paris, le 25 avril 2019

**RSM Paris**

**Martine LECONTE**

Associée RSE

## 5.5 PLAN DE VIGILANCE

---

À la date du présent document, au regard du nombre de salariés employés, la Société n'est pas tenue d'élaborer un plan de vigilance tel que prévu à l'article L. 225-102-4 du Code de commerce.



# 06

## GOVERNEMENT D'ENTREPRISE

6.1	ÉTAT DE LA GOUVERNANCE	232	6.3	RÉMUNÉRATIONS	
6.1.1	Composition du Conseil d'administration	232		DES MANDATAIRES SOCIAUX	247
6.1.2	Censeurs du Conseil d'administration	236	6.3.1	Rémunération du dirigeant mandataire social	247
6.1.3	Proposition à l'assemblée générale annuelle sur l'évolution du Conseil d'administration	237	6.3.2	Rapport sur les options et actions gratuites	251
6.2	ORGANISATION DU GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE	238	6.3.3	Autres informations sur le dirigeant mandataire social	255
6.2.1	Principes gouvernant la composition du Conseil d'administration	238	6.3.4	Montant des sommes provisionnées ou constatées par la Société ou ses filiales aux fins de versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	256
6.2.2	Principes régissant le fonctionnement de la gouvernance	242	6.3.5	Principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments de rémunération du président-directeur général en 2019	256
			6.4	AUTRES INFORMATIONS	258
			6.4.1	Liste des délégations en cours de validité accordées par l'assemblée générale dans le domaine des augmentations de capital (comprenant les utilisations faites)	258
			6.4.2	Conventions conclues par des dirigeants ou actionnaires avec des filiales ou sous-filiales de Neoen	260
			6.4.3	Principales opérations avec les apparentés	260
			6.4.4	Éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	262

La présente section, à l'exception des sous-sections 6.2.1.2 (iii), 6.1.3.2 et 6.4.3, constitue le rapport sur le gouvernement d'entreprise visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Le rapport sur le gouvernement d'entreprise a été approuvé par le Conseil d'administration du 17 avril 2019. Il sera présenté aux actionnaires lors de la prochaine assemblée générale du 28 juin 2019.

## 6.1 ÉTAT DE LA GOUVERNANCE

La Société est une société anonyme à Conseil d'administration depuis le 12 septembre 2018.

### 6.1.1 COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Au 17 avril 2019, date d'établissement du rapport sur le gouvernement d'entreprise par le Conseil d'administration, celui-ci est composé de sept membres. La composition du Conseil d'administration est décrite dans les tableaux ci-après.

Les nombres d'actions de la Société détenues par chaque administrateur tiennent compte du regroupement d'actions, à raison de deux actions anciennes pour une action nouvelle, décidé lors de l'assemblée générale de la Société du 12 septembre 2018 et mis en œuvre le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

### PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL

#### XAVIER BARBARO

##### Président-directeur général

**Adresse professionnelle :**  
6 rue Ménars – 75002 Paris

**Âge :**  
43 ans

**Nationalité :**  
Française

**Date d'expiration du mandat :**  
Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021

**Nombre d'actions de la Société détenues :**  
1 425 731

**Xavier Barbaro** est Président-directeur général de la Société. Il a débuté sa carrière chez Louis Dreyfus Communications (Neuf Cegetel) à Genève en 2001, avant de rejoindre Louis Dreyfus Commodities à Genève en tant qu'attaché du Directeur général, où il était en charge du *business plan* et où il a mené plusieurs projets en Asie. Il a ensuite rejoint Direct Energie en 2007 en tant que directeur du développement, avant de fonder Neoen en 2008. Xavier Barbaro est diplômé de l'École polytechnique, de l'École Nationale des Ponts et Chaussées et est titulaire d'un MBA de la Harvard Business School.

##### MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT

Néant

##### MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS

Néant

## ADMINISTRATEURS

## SIMON VEYRAT

**Administrateur**

**Adresse professionnelle :**  
4 rue Euler – 75008 Paris

**Âge :**  
28 ans

**Nationalité :**  
Française

**Date d'expiration du mandat :**  
Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019

**Nombre d'actions de la Société détenues :**  
0<sup>(1)</sup>

**Simon Veyrat** est chargé d'affaires au sein du Groupe Impala depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2018, après avoir eu diverses expériences professionnelles au sein de cabinets d'avocats d'affaires dans le cadre de ses études. Simon Veyrat est diplômé de l'École des Hautes Etudes Commerciales de Paris (HEC Paris) en management et droit des affaires. Il est également diplômé en droit des affaires et fiscalités de l'université Sorbonne Paris 1, et titulaire du Certificat d'Aptitude à la Profession d'Avocat (CAPA).

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT**

Néant

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS**

Néant

(1) Monsieur Simon Veyrat est actionnaire indirect de la Société, à travers Impala SAS, dont il est actionnaire minoritaire.

## STÉPHANIE LEVAN

**Administrateur**

**Adresse professionnelle :**  
4 rue Euler – 75008 Paris

**Âge :**  
47 ans

**Nationalité :**  
Française

**Date d'expiration du mandat :**  
Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

**Nombre d'actions de la Société détenues :**  
25 000

**Stéphanie Levan** a commencé sa carrière chez Ernst & Young où elle assurait des missions d'audit et de conseil pendant cinq ans auprès de plusieurs sociétés françaises et étrangères cotées. Elle intègre ensuite le groupe Plastic Omnium, équipementier automobile et spécialiste de la collecte et gestion des déchets urbains, en tant que responsable de la consolidation groupe puis de l'audit interne. En septembre 2004, elle rejoint le groupe Louis Dreyfus en tant que responsable de la consolidation groupe puis, à l'occasion d'une scission, devient Directeur Financier du groupe Impala SAS (anciennement Louis Dreyfus SAS). Son rôle au sein du département consolidation du groupe Louis Dreyfus puis du groupe Impala SAS lui permettent de bénéficier d'une bonne connaissance du Groupe depuis la création de la Société en 2008. Stéphanie Levan est diplômée de l'EDHEC et est expert-comptable.

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT**

- Directeur financier d'Impala SAS

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS**

- Représentant permanent d'Impala SAS au sein du Conseil d'administration et du Comité d'audit de Direct Energie\*

\* Sociétés françaises cotées.

## CÉLINE ANDRÉ

**Administrateur en qualité de représentante permanente de Bpifrance Investissement**

**Adresse professionnelle :**  
6/8 boulevard Haussmann –  
75009 Paris

**Âge :**  
40 ans

**Nationalité :**  
Française

**Date d'expiration du mandat :**  
Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

**Nombre d'actions de la Société détenues :**  
0<sup>(1)</sup>

**Céline André** a débuté sa carrière en tant qu'avocate en 2004 au sein des départements fusions-acquisitions des cabinets d'avocats français tels que Gide Loyrette Nouel et Veil Jourde. En 2012, elle a rejoint la direction juridique du Fonds Stratégique d'Investissement (FSI) avant d'occuper le poste de *In-House Lawyer* au sein de la direction juridique de Bpifrance en 2013. Elle devient Directrice de Participations au sein de l'équipe *Mid & Large Cap* de Bpifrance Investissement en 2016 puis Directrice d'Investissements au sein de la même équipe à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2017 (devenue depuis l'équipe Large Cap de la Direction du Capital Développement). Céline André est titulaire d'une Maîtrise de droit privé de l'université de Lille 2 et du CAPA. Elle est également diplômée de l'EDHEC – Grande École (2002) et titulaire d'un certificat administrateur de sociétés de l'Institut français des administrateurs (IFA).

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT**

- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Conseil d'administration de La Maison Bleue
- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au sein du Conseil d'administration de Kelenn Participations
- Administrateur de Cosmeur
- Censeur au sein du Conseil d'administration de Dupont Restauration SAS

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS**

- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au sein du Conseil de surveillance de Vergnet\*
- Représentant permanent de Bpifrance Participation au sein du Conseil d'administration et du Comité d'audit de Viadeo\*
- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Conseil d'administration de Gascogne S.A.\*
- Membre du Conseil de surveillance de STH

(1) Bpifrance Investissement, dont Madame Céline André est représentante permanente, est actionnaire de la Société, par l'intermédiaire de son fonds le FPCI ETI 2020 (se référer à la Section 7.3 « Actionariat » du présent document).

\* Sociétés françaises cotées.

## ADMINISTRATEURS INDÉPENDANTS

## HELEN LEE BOUYGUES

**Administrateur indépendant****Administrateur référent**

**Adresse professionnelle :**  
184 avenue Victor Hugo –  
75116 Paris

**Âge :**  
46 ans

**Nationalité :**  
Américaine

**Date d'expiration du mandat :**  
Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

**Nombre d'actions de la Société détenues :**  
1 632

**Helen Lee Bouygues**, a débuté sa carrière en 1995 chez J.P. Morgan, en tant qu'*associate* en fusions-acquisitions à New York et à Hong Kong. En 1997, elle est nommée Directrice du Développement de Pathnet, un fournisseur de services de télécommunications basé à Washington DC, puis rejoint en 2000 Cogent Communications où elle a exercé les fonctions de *Treasurer*, *Chief Operating Officer* et *Chief Financial Officer* jusqu'en 2004. Helen Lee Bouygues est ensuite nommée associée chez Alvarez & Marsal à Paris, qu'elle quitte en 2010 pour créer sa propre société de conseil. Elle intègre en 2014 McKinsey & Company, où elle devient associée en charge de la division *Recovery and Transformation Services*. Depuis février 2018, elle est Présidente de LB Associés, une société de conseil. Helen Lee Bouygues est titulaire d'un *Bachelor of Arts, magna cum laude*, de l'université de Princeton en Sciences Politiques et d'un MBA de l'université de la Harvard Business School.

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT**

- Présidente de LB Associés
- Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit de Vivarte
- Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit et de rémunération de Burelle S.A.\*
- Gouverneur et membre du Comité de Finance de l'Hôpital américain (Association)
- Membre du Conseil d'administration de CGG\*

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS**

- Fondateur et directeur général de Lee Bouygues Partners
- Partner de McKinsey RTS France

\* Sociétés françaises cotées.



## BERTRAND DUMAZY

**Administrateur indépendant en qualité de représentant permanent de Sixto****Adresse professionnelle :**

166-180 boulevard Gabriel  
Péri – 92240 Malakoff

**Âge :**

47 ans

**Nationalité :**

Française

**Date d'expiration du mandat :**

Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021

**Nombre d'actions**

**de la Société détenues :**  
0<sup>(1)</sup>

**Bertrand Dumazy** a débuté sa carrière en 1994 chez Bain & Company en qualité de Consultant, à Paris puis à Los Angeles. Il est ensuite devenu Directeur d'investissement chez BC Partners en 1999, avant de fonder la société Constructeo. En 2002, il a rejoint le groupe Neopost, où il était Directeur du marketing et de la stratégie. Il est devenu Président-directeur général (PDG) de Neopost France en 2005, puis Directeur financier du Groupe en 2008. En 2011, il a été nommé PDG du groupe Deutsch, *leader* mondial des connecteurs haute performance, qu'il a dirigé jusqu'à son rachat par TE Connectivity. En 2012, il a rejoint le groupe Materis en qualité de Directeur général adjoint, puis Directeur général et enfin PDG de Cromology. Il a été nommé PDG du groupe Edenred en octobre 2015 et, en novembre 2015, président du Conseil de surveillance d'UTA. Bertrand Dumazy est diplômé de l'ESCP Europe et titulaire d'un MBA de la Harvard Business School.

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT**

- Président-directeur général d'Edenred S.A.\*
- Président du Conseil de surveillance d'Union Tank Eckstein GmbH & Co. KG (Allemagne – société du groupe Edenred)
- Président de PWCE Participations SAS (société du groupe Edenred)
- Membre du Conseil d'administration de Terreal SAS

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS**

- Président de Cromology (ex. Materis Paints)
- Président de Cromology Services (ex. Materis Peintures)
- Président de Materis SAS
- Président de Materis Corporate Services
- Président du Conseil d'administration de Cromology SL (ex. Materis Paint Espana SL) – représentant permanent de Cromology Services
- Président du Conseil d'administration d'International Coating Products (UK) Limited
- Membre du Conseil d'administration de Vernis Claessens
- Membre du Conseil d'administration de Cromology Italia SpA (ex-Materis Paints Italia SpA) (Italie)
- Membre du Conseil d'administration de Innovcoat Nanoteknolojik Boya Ve Yüsey Urunleri Sanayi Ticaret Ve Arge AS (Turquie)
- Censeur au sein du Conseil d'administration d'AB Science

(1) À la date du rapport sur le gouvernement d'entreprise, la société Sixto, dont Monsieur Bertrand Dumazy est le représentant permanent, s'est engagée à acquérir 500 actions de la Société. Pour les besoins du présent document de référence, il est précisé que Monsieur Bertrand Dumazy a acquis le 17 mai 2019 1 350 actions de la Société.

\* Sociétés françaises cotées.



## CHRISTOPHE GÉGOUT

**Administrateur indépendant en qualité de représentant permanent du FSP**

**Adresse professionnelle :**

25 rue Leblanc –  
75015 Paris

**Âge :**

42 ans

**Nationalité :**

Française

**Date d'expiration du mandat :**

Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019

**Nombre d'actions de la Société détenues :**

0<sup>(1)</sup>

**Christophe Gégout** a débuté sa carrière en 2001 à la direction générale du Trésor puis, à partir de 2003, à la Direction du Budget où il a été consultant pour le gouvernement. En 2007, il devient conseiller au ministère des Finances. Il rejoint le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) en avril 2009 en qualité de Directeur financier, puis Directeur général adjoint en septembre 2015. Il est également président de CEA Investissement, filiale du CEA, depuis janvier 2010. Christophe Gégout est devenu en 2018 le nouveau président de l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (Ancre). Il est aujourd'hui Senior Investment Director chez Meridiam, l'un des *leaders* mondiaux de l'investissement et de la gestion d'actifs dans les infrastructures publiques au service de la collectivité. Christophe Gégout est diplômé de l'École polytechnique, de Sciences-Po Paris et de l'ENSAE (École nationale de la statistique et de l'administration économique).

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT**

- Membre du Conseil d'administration et président du Comité d'audit de Soitec\*
- Membre du Conseil d'administration de Séché environnement
- Membre du Conseil d'administration d'Allego BV

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS**

- Représentant permanent du CEA, membre du Conseil de surveillance d'Areva\*
- Représentant permanent de CEA Investissement, censeur au Conseil d'administration d'Areva\*
- Administrateur d'Areva NC
- Administrateur d'Areva Mines
- Administrateur général adjoint du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
- Président du Conseil d'administration de CEA Investissement
- Membre du Conseil de surveillance de Supernova Invest
- Représentant permanent de CEA, administrateur de FT1CI
- Représentant permanent de CEA Investissement, censeur au Conseil de surveillance de Kalray\*

(1) Le Fonds Stratégique de Participations, dont Monsieur Christophe Gégout est représentant permanent, est actionnaire de la Société (se référer à la Section 7.3 « Actionnariat » du présent document).

\* Sociétés françaises cotées.

## 6.1.2 CENSEURS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration peut procéder à la nomination de censeurs.

Les censeurs sont appelés à assister comme observateurs aux réunions du Conseil d'administration et peuvent être consultés par celui-ci. Le Conseil d'administration peut confier des missions spécifiques aux censeurs ; ils peuvent faire partie, et présider, des comités créés par le Conseil d'administration.

## JACQUES VEYRAT

**Censeur**

**Adresse professionnelle :**

4 rue Euler – 75008 Paris

**Âge :**

56 ans

**Nationalité :**

Française

**Date d'expiration du mandat :**

Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021

**Nombre d'actions de la Société détenues :**

0<sup>(1)</sup>

**Jacques Veyrat** a démarré sa carrière en 1989 au Comité interministériel de restructuration industrielle (direction du trésor), où il a été rapporteur jusqu'en 1991. De 1991 à 1993, il est secrétaire général adjoint du Club de Paris, puis devient conseiller technique au cabinet du ministre de l'Équipement des Transports, du Tourisme et de la Mer dès 1993. En 1995, il rejoint le groupe Louis Dreyfus, comme Directeur général de Louis Dreyfus Armateurs jusqu'en 1998, puis Président-directeur général de Louis Dreyfus Communications (Neuf Cegetel) de 1998 à 2008 et Président-directeur général du groupe Louis Dreyfus jusqu'en 2011. Depuis 2011, il est Président de la société Impala SAS. Jacques Veyrat est un ancien élève de l'École polytechnique et du Collège des ingénieurs, ingénieur du corps des Ponts et Chaussées.

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT**

- Président d'Impala SAS
- Président du Conseil d'administration de Fnac-Darty\*
- Administrateur de HSBC France
- Administrateur de Nexity\*
- Censeur au sein du Conseil de surveillance de Louis Dreyfus Armateurs
- Censeur au sein du Conseil de surveillance de Sucres et Denrées
- Censeur au sein du Conseil d'administration d'ID Logistics\*

**MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS**

- Membre du Conseil de surveillance d'Eurazeo\*
- Administrateur de Direct Energie\*
- Administrateur d'ID Logistics Group
- Administrateur d'Imerys

(1) Monsieur Jacques Veyrat contrôle la société Impala SAS qui détient la majorité du capital social de la Société.

\* Sociétés françaises cotées.

## 6.1.3 PROPOSITION À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ANNUELLE SUR L'ÉVOLUTION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

### 6.1.3.1 PROPOSITION DE RENOUVELLEMENT DU MANDAT DE MADAME STÉPHANIE LEVAN

Le mandat d'administrateur de Madame Stéphanie Levan vient à échéance à l'issue de l'assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2018, soit à la prochaine assemblée générale annuelle.

Madame Stéphanie Levan a été nommée en qualité d'administrateur de la Société le 12 septembre 2018, date de sa transformation en société anonyme, sur proposition d'Impala, l'échéance de son mandat ayant été fixée à cette date en cas de réalisation de l'introduction en bourse de la Société afin d'assurer le renouvellement échelonné du Conseil d'administration à l'avenir, conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF auquel la Société a décidé de se référer.

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 (4) ans prenant fin à l'issue de l'assemblée générale ordinaire des actionnaires statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2022.

Madame Stéphanie Levan, qui exerce les fonctions de directrice financière d'Impala n'est pas à ce jour et ne serait pas, à compter de son renouvellement le cas échéant, considérée comme administrateur indépendant.

Ce renouvellement permettrait d'assurer l'équilibre dans la composition du Conseil d'administration, ainsi qu'un niveau élevé de compétence et de stabilité des organes sociaux de la Société très récemment transformée en société anonyme.

Madame Stéphanie Levan étant membre du Comité d'audit de la Société, il convient par conséquent de procéder également au renouvellement de son mandat de membre du Comité d'audit de la Société, concomitamment au renouvellement de son mandat d'administrateur, sur avis favorable du Comité des nominations et des rémunérations.

### 6.1.3.2 PROPOSITION DE RATIFICATION DE LA COOPTATION DU FONDS STRATÉGIQUE DE PARTICIPATIONS

La cooptation du Fonds Stratégique de Participations en qualité d'administrateur pour la durée du mandat restant à courir de son prédécesseur, Monsieur Christophe Gégout, qui a pris la décision de mettre un terme à ses fonctions d'administrateur en son nom propre, soit jusqu'à l'issue de l'assemblée générale appelée à se prononcer sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2019, a été décidée par le Conseil d'administration lors de sa réunion du 21 novembre 2018.

Cette cooptation est intervenue en application d'un accord conclu le 2 octobre 2018 entre la Société et le Fonds Stratégique de Participations dans le cadre de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris. Au terme de cet accord, en contrepartie des engagements souscrits par le Fonds Stratégique de Participations, la Société s'est engagée à faire ses meilleurs efforts afin que le Fonds Stratégique de Participations soit désigné en qualité d'administrateur de la Société avant le 31 décembre 2018. Ces éléments figurent dans le prospectus d'introduction en bourse de la Société ayant reçu le visa n°18-467 du 3 octobre 2018.

Le Conseil d'administration a par ailleurs examiné la situation du Fonds Stratégique de Participations au regard des recommandations du Code AFEP-MEDEF et, après avis du Comité des nominations et des rémunérations, a conclu que le Fonds Stratégique de Participations serait considéré comme indépendant.

Il est précisé que le Fonds Stratégique de Participations a désigné Monsieur Christophe Gégout en qualité de représentant permanent au Conseil d'administration de la Société.

## 6.2 ORGANISATION DU GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

### 6.2.1 PRINCIPES GOUVERNANT LA COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

#### 6.2.1.1 RÈGLES APPLICABLES À LA COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

La Société est administrée par un Conseil d'administration composé de trois (3) membres au moins et dix-huit (18) membres au plus, nommés par l'assemblée générale ordinaire des actionnaires.

Une personne morale peut être désignée administrateur mais elle doit, dans les conditions prévues par la loi, désigner une personne physique qui sera son représentant permanent au sein du Conseil d'administration.

Le Conseil d'administration est renouvelé chaque année par roulement, de façon telle que ce roulement porte sur une partie des membres du Conseil d'administration.

L'assemblée générale ordinaire a fixé la durée du mandat des administrateurs à quatre (4) ans, sous réserve des dispositions légales permettant la prolongation de la durée du mandat. Les fonctions d'un administrateur prendront fin à l'issue de la réunion de l'assemblée générale ordinaire des actionnaires ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expire le mandat dudit administrateur.

Par exception, l'assemblée générale pourra, pour la mise en place ou le maintien d'un principe de renouvellement échelonné du Conseil d'administration, désigner un ou plusieurs administrateurs pour une durée différente n'excédant pas quatre (4) ans ou réduire la durée des mandats d'un ou plusieurs administrateurs en fonction à une durée inférieure à quatre (4) ans. Les fonctions de tout administrateur ainsi nommé ou dont la durée du mandat serait modifiée pour une durée n'excédant pas quatre (4) ans prendront fin à l'issue de la réunion de l'assemblée générale ordinaire des actionnaires ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expire le mandat dudit administrateur.

#### 6.2.1.2 RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration de la Société a adopté le 12 septembre 2018 un règlement intérieur décrivant la composition, les missions et les règles régissant son fonctionnement en complément des dispositions législatives, réglementaires et statutaires applicables.

##### (i) Participation aux réunions du Conseil d'administration par visioconférence ou par tous autres moyens de communication

Dans le respect des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, et tel que prévu à l'article 14.3 des statuts, les réunions du Conseil d'administration peuvent être tenues par tous moyens de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des administrateurs et garantissant leur participation effective, c'est-à-dire transmettant au moins la voix des participants et satisfaisant à des caractéristiques techniques permettant la retransmission continue et simultanée des délibérations afin de leur permettre de participer aux réunions du Conseil d'administration.

Sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité les membres du Conseil d'administration qui participent à la réunion du

Conseil par des moyens de visioconférence ou de télécommunication, dans les conditions prévues ci-dessus.

Les modalités de participation décrites ci-dessus ne sont pas applicables pour l'adoption des décisions prévues aux articles L. 232-1 et L. 233-16 du Code de commerce, respectivement relatifs à l'établissement des comptes annuels et du rapport de gestion et à l'établissement des comptes consolidés et du rapport de gestion du Groupe.

Les exclusions précitées portent uniquement sur la prise en compte des participants à distance dans le quorum et la majorité et non pas sur la possibilité des administrateurs concernés de participer à la réunion et de donner leur avis, à titre consultatif sur les décisions concernées.

La participation par visioconférence ou télécommunication pourra également être refusée pour des raisons techniques par le Président, dans la mesure où ces raisons techniques empêcheraient la tenue du Conseil d'administration par visioconférence ou télécommunication dans les conditions légales et réglementaires applicables.

##### (ii) Matières réservées au Conseil d'administration

Aux termes de l'article 15 des statuts, le Conseil d'administration fixe la limitation des pouvoirs du directeur général, le cas échéant, aux termes de son règlement intérieur, en visant les opérations pour lesquelles l'autorisation préalable du Conseil d'administration est requise.

Aux termes de l'article 4.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration, sans préjudice des décisions expressément réservées par la loi aux assemblées générales d'actionnaires, et sans préjudice du pouvoir général du Conseil d'administration de se saisir de toute question intéressant la marche des affaires sociales, les décisions suivantes relatives à la Société et/ou l'une de ses filiales, selon le cas, et toute mesure conduisant en pratique aux mêmes conséquences que celle résultant de l'une des décisions suivantes, que le directeur général et/ou les directeurs généraux délégués ou les mandataires sociaux des filiales concernées souhaiteraient prendre seront soumises à l'accord préalable du Conseil d'administration, qui se prononcera à la majorité simple de ses membres présents ou représentés :

- (i) toute émission par la Société d'actions ou autres valeurs mobilières donnant droit, à quelque moment que ce soit, par conversion, échange, remboursement, présentation ou exercice d'un bon ou de toute autre manière, à l'attribution de titres représentatifs d'une quotité du capital ou de droits de vote de la Société ;
- (ii) toute acquisition ou cession (notamment par voie de vente, fusion, scission ou apport partiel d'actif) par la Société ou par l'une de ses filiales (ou de l'une ou l'autre) d'un actif ou d'une participation supérieure à 5 000 000 euros (à l'exception des éventuelles opérations à réaliser par la Société ou l'une de ses filiales sur les actifs ou titres des filiales détenues, dans chaque cas, directement ou indirectement, à 100% par la Société) ;
- (iii) l'approbation ou la modification du budget annuel de la Société ;

- (iv) 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 7 500 000 euros ;
- (v) 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 ou le Comité de surveillance, selon le cas, pour un montant qui entraîne un accroissement de plus de 15% des fonds propres prévus au budget ou autorisé par le Conseil d'administration ou le Comité de surveillance, selon le cas, pour ledit projet ;
- (vi) l'arrêté des comptes annuels et semestriels de la Société et des comptes consolidés annuels et semestriels ;
- (vii) toute distribution de dividendes par la Société ;
- (viii) l'adoption d'un nouveau *business plan* ou toute modification du *business plan* en cours ;
- (ix) toute modification de la politique de rémunération des cadres dirigeants de la Société et toute embauche, révocation ou modification des éléments de rémunération de toute nature des 5 salariés ou mandataires sociaux de la Société qui, au regard de l'ensemble des salariés ou mandataires, sont les mieux rémunérés ;
- (x) toute modification de la forme ou de l'objet social de la Société et tout changement stratégique dans la nature de ses activités ;
- (xi) sans préjudice des dispositions du Code de commerce applicables aux conventions réglementées, la conclusion, la modification ou la résiliation de toute convention, autre que celles visées au paragraphe (xii) ci-dessous, conclue entre, d'une part, toute entité contrôlée par la Société au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce (une « **Société du Groupe** ») et d'autre part, (i) l'un des associés de la Société, et/ou l'un des dirigeants, mandataires sociaux ou administrateurs de la Société et/ou (ii) toute entité ou société affiliée de l'une des personnes ou entités mentionnées au (i) et les associés, dirigeants, mandataires sociaux ou administrateurs de ces affiliés, et/ou (iii) toute personne indirectement intéressée à la conclusion d'une telle convention (les « **Parties Liées** »), étant précisé que pour les besoins de présent paragraphe, est affiliée d'une société, toute entité qui la contrôle, est contrôlée par elle ou est sous le même contrôle que ladite société, dans chaque cas au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce ;
- (xii) l'approbation de la liste mentionnant l'ensemble des conventions suivantes, autres que celles visées aux paragraphes (xi) ci-dessus et (xii)(a) ci-dessous, conclues depuis la dernière réunion du Conseil d'administration ayant validé la précédente liste, et de leur qualification comme convention relevant de cette liste (étant précisé que cette liste devra être préparée par le directeur général, donnera le détail des principaux éléments de chaque convention visée aux paragraphes (c) à (e) et figurant sur cette liste et sera soumise à chaque réunion du Conseil d'administration) :
  - (a) les conventions qui ne sont conclues qu'entre des Sociétés du Groupe et qui ne bénéficient qu'à elles seules,
  - (b) les prêts accordés à la Société sous forme d'avance en compte courant par ses associés à des conditions courantes, équivalentes à ce que seraient les termes de ces prêts s'ils étaient conclus avec des personnes ou entités qui ne sont pas des Parties Liées,
  - (c) dès lors qu'elles représentent un montant unitaire de 15 000 000 euros ou moins et un montant cumulé annuel pour l'ensemble des Sociétés du Groupe de 75 000 000 euros ou moins, les garanties ou cautions accordées par l'associé majoritaire à l'une des Sociétés du Groupe, à des conditions courantes, équivalentes à ce que seraient les termes de ces conventions si elles étaient conclues avec des personnes ou entités qui ne sont pas des Parties Liées, et dans le cadre du cours normal des affaires,
  - (d) dès lors qu'elles représentent un montant unitaire de 1 000 000 euros ou moins et un montant cumulé annuel pour l'ensemble des Sociétés du Groupe de 1 500 000 euros ou moins, les conventions de prestations de services juridiques, comptables ou financiers ou portant sur la location de locaux conclues entre l'associé majoritaire (ou toute personne ou entité qui contrôle ou est contrôlée directement ou indirectement par l'associé majoritaire) et l'une des Sociétés du Groupe, dans le cours normal des affaires et à des conditions courantes, équivalentes à ce que seraient les termes de ces conventions si elles étaient conclues avec des personnes ou entités qui ne sont pas des Parties Liées, et
  - (e) dès lors qu'ils représentent un montant unitaire de 1 000 000 euros ou moins et un montant cumulé annuel pour l'ensemble des Sociétés du Groupe de 1 500 000 euros ou moins, les éventuels accords de partenariat commerciaux, de production, de distribution conclus entre l'une des Sociétés du Groupe et l'un des associés de la Société dans le cours normal des affaires et à des conditions courantes, équivalentes à ce que seraient les termes de ces conventions si elles étaient conclues avec des personnes ou entités qui ne sont pas des Parties Liées ;
- (xiii) tout transfert ou cession de la totalité ou quasi-totalité des actifs de la Société ou toute fusion, scission, dissolution, liquidation de la Société (à l'exception des éventuelles opérations avec une Société du Groupe qui ne sont que des opérations de réorganisation interne sans incidence sur les droits et obligations des associés) ;
- (xiv) la conclusion ou la modification par la Société de toute convention d'emprunt ou de financement *corporate* auprès d'une personne autre qu'une Société du Groupe ou un de ses associés et toute garantie, tout cautionnement ou tout autre engagement de payer similaire de la Société ayant pour effet d'augmenter l'endettement global de la Société de plus de 10%, étant précisé que tous les projets faisant partie de la même décision ou du même appel d'offres seront cumulés pour l'appréciation des seuils prévus au présent paragraphe (xiv) ;
- (xv) la décision de (x) changer la place de cotation de la Société, (y) réaliser l'introduction en bourse de la Société sur un autre marché réglementé en plus de celui d'Euronext Paris et (z) réaliser l'introduction en bourse sur un marché réglementé ou régulé d'une filiale de la Société ;
- (xvi) la décision de transférer le siège social hors de France (ou de déplacer les principaux centres de décision hors de France) ; et
- (xvii) la mise en place de tout plan d'intéressement ou d'attribution d'options, d'actions gratuites ou de valeurs mobilières donnant accès, immédiatement ou à terme, au capital de la Société au profit des dirigeants et/ou salariés de la Société et des Sociétés du Groupe portant la dilution de l'ensemble de ces mécanismes d'intéressement et d'association au capital au-delà du seuil de 13%.



### (iii) Administrateur référent

Le Conseil d'Administration peut décider de désigner un Administrateur Référent s'il l'estime utile ou nécessaire, dans les conditions fixées par le présent article.

#### Nomination de l'Administrateur Référent

Lorsque la direction générale de la Société est assumée par le Président du Conseil d'administration, le Conseil d'administration peut désigner parmi ses membres qualifiés d'indépendants, sur recommandation du Comité des nominations et des rémunérations, un administrateur référent (l'« **Administrateur Référent** »).

L'Administrateur Référent est nommé pour une durée qui ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur. Il est rééligible et peut être révoqué de ses fonctions d'Administrateur Référent, à tout moment, par le Conseil d'administration, étant précisé que ses fonctions prennent fin par anticipation dans l'hypothèse où la dissociation des fonctions de Président du Conseil d'administration et de Directeur général interviendrait avant la fin de son mandat.

#### Missions et pouvoirs de l'Administrateur Référent

Les missions de l'Administrateur Référent sont les suivantes :

##### Organisation des travaux du Conseil

L'Administrateur Référent :

- peut être consulté par le Président du Conseil d'administration sur les projets de calendrier des réunions soumis à l'approbation du Conseil et sur le projet d'ordre du jour de chaque réunion du Conseil d'administration. Il peut proposer au Président l'inscription de points à l'ordre du jour des réunions du Conseil d'administration, de sa propre initiative ou à la demande d'un ou plusieurs membres du Conseil d'administration ;
- il peut solliciter du Président la convocation du Conseil sur un ordre du jour déterminé ;
- il peut réunir les membres du Conseil d'administration en dehors de la présence des dirigeants mandataires sociaux en sessions dites « executive sessions », de sa propre initiative ou à la demande d'un ou plusieurs membres du Conseil d'administration, sur un ordre du jour précis, notamment en vue de procéder (i) à l'évaluation des performances de la direction générale et (ii) à l'évaluation du fonctionnement du Conseil. Il en préside alors les séances ;
- il préside les réunions du Conseil en l'absence du Président ;
- il veille au respect du règlement intérieur ; et
- il assure la direction du processus d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et rend compte de cette évaluation au Conseil d'administration.

##### Relations avec les administrateurs

L'Administrateur Référent entretient un dialogue régulier et libre avec chacun des membres du Conseil d'administration, en particulier les administrateurs indépendants, et peut se faire si nécessaire leur porte-parole auprès du Président. L'Administrateur Référent s'assure que les membres du Conseil d'administration soient en mesure d'exercer leur mission dans les meilleures conditions possibles et bénéficient notamment d'un haut niveau d'information en amont des réunions du Conseil d'administration.

##### Fonctionnement des organes de gouvernance

L'Administrateur Référent :

- peut assister et participer à toute réunion des Comités, y compris ceux dont il n'est pas membre. S'il n'est pas membre du Comité

des nominations et des rémunérations, il est associé de plein droit aux travaux de ce Comité ; et

- peut être désigné en qualité de président d'un ou plusieurs comités du Conseil.

##### Gestion des conflits d'intérêts

Nonobstant l'obligation de déclaration des conflits d'intérêts qui s'impose à chaque membre du Conseil d'administration prévue dans le règlement intérieur du Conseil d'administration, l'Administrateur Référent porte à l'attention du Conseil d'administration toute situation de conflit d'intérêts, même potentiel, qu'il aurait identifiée.

##### Relations avec les actionnaires

L'Administrateur Référent prend connaissance des demandes des actionnaires en matière de gouvernance et veille à ce qu'il leur soit répondu.

Il assiste le Président ou le Directeur général pour répondre aux demandes d'actionnaires, se rend disponible pour rencontrer certains d'entre eux et fait remonter au Conseil les préoccupations des actionnaires en matière de gouvernance.

##### Ressources mises à disposition de l'Administrateur Référent et compte-rendu de son activité

En vue de l'exercice des missions visées ci-dessus, l'Administrateur Référent a accès à tous les documents et informations qu'il juge nécessaires à l'accomplissement de ses missions.

L'Administrateur Référent rend compte de ses travaux annuellement au Conseil d'administration lors de l'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration prévue dans le règlement intérieur du Conseil d'administration. Il est présent lors des assemblées générales d'actionnaires et peut être invité par le Président à rendre compte de son action au cours de ces assemblées.

### 6.2.1.3 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Depuis l'admission de ses actions aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, la Société se réfère au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'Association Française des Entreprises Privées (AFEP) et du Mouvement des Entreprises de France (MEDEF) (le « **Code AFEP-MEDEF** »).

La Société se conforme aux recommandations du Code AFEP-MEDEF.

Le Code AFEP-MEDEF est consultable sur Internet à l'adresse suivante : [www.medef.com](http://www.medef.com). La Société tient à la disposition permanente des membres de ses organes sociaux des copies de ce Code.

### 6.2.1.4 EXAMEN DE L'INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS

En application de l'article 1(ii) du règlement intérieur du Comité des nominations et des rémunérations, le Comité doit examiner « *chaque année, avant la publication du rapport annuel de la Société, la situation de chaque membre du Conseil d'administration au regard des critères d'indépendance adoptés par la Société* ».

Conformément au Code AFEP-MEDEF, auquel la Société se réfère, et au règlement intérieur du Conseil d'administration, sont considérés comme indépendants les administrateurs qui n'entretiennent aucune relation de quelque nature que ce soit avec la Société, son groupe ou sa direction, qui puisse compromettre l'exercice de leur liberté de jugement. En particulier, les critères que doivent examiner le Comité des nominations et des rémunérations et le Conseil d'administration afin de qualifier un administrateur d'indépendant sont les suivants :

- (i) ne pas être salarié ou dirigeant mandataire social de la Société, ni salarié ou administrateur de sa société mère ou d'une société ou entité du Groupe et ne pas l'avoir été au cours des cinq années précédentes ;
- (ii) ne pas être dirigeant mandataire social d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'administrateur ;
- (iii) ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement significatif de la Société ou de son groupe ou pour lequel la Société ou son groupe représente une part significative de l'activité ;
- (iv) ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social de la Société ;
- (v) ne pas avoir été, au cours des cinq années précédentes, commissaire aux comptes de la Société, ou d'une société ou entité possédant au moins 10% du capital de la Société ou d'une société dont la Société possédait au moins 10% du capital, lors de la cessation de ses fonctions ;
- (vi) ne pas être administrateur de la Société depuis plus de douze ans.

Le Code AFEP-MEDEF indique que, concernant le critère mentionné au point (iii) ci-dessus, l'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son groupe doit être débattue par le Conseil d'administration et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation explicités dans le rapport sur le gouvernement d'entreprise.

S'agissant des administrateurs détenant plus de 10% du capital ou des droits de vote de la Société, ou représentant une personne morale détenant une telle participation, le Code AFEP-MEDEF recommande en outre que la qualification d'indépendant tienne compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

En application de ces critères, ont été précédemment considérés comme indépendants, à l'occasion de l'introduction en bourse de la Société en octobre 2018 : Madame Helen Lee Bouygues, Monsieur Bertrand Dumazy (en qualité de représentant permanent de la société Sixto, administrateur) et Monsieur Christophe Gégout (en qualité de représentant permanent du Fonds Stratégique de Participations, administrateur).

Au regard de la composition du capital de la Société,

- trois administrateurs (Madame Stéphanie Levan, Monsieur Xavier Barbaro et Monsieur Simon Veyrat) ne doivent pas être considérés comme indépendants en raison de leur désignation sur proposition de l'actionnaire de référence Impala SAS ;
- un administrateur (Madame Céline André (en qualité de représentante permanente de Bpifrance Investissement) ne doit pas être considéré comme indépendant ; la participation de Bpifrance Investissement représente à présent 5,9% du capital de la Société, en forte réduction par rapport à la participation de 13,85% détenue avant l'introduction en bourse, et que cette participation est à présent inférieure à 10% du capital ; cependant, compte tenu du fait que Bpifrance Investissement est la société de gestion du FPCI ETI 2020 qui a été, au cours des cinq années précédentes une entité possédant plus de 10% du capital de la Société, Madame Céline André (en qualité de représentante permanente de Bpifrance Investissement) n'est pas considérée comme administrateur indépendant ; et

- trois administrateurs (Madame Helen Lee Bouygues, Monsieur Bertrand Dumazy (en qualité de représentant permanent de la société Sixto, administrateur) et Monsieur Christophe Gégout (en qualité de représentant permanent du Fonds Stratégique de Participations (FSP), administrateur)) peuvent être considérés comme indépendants au regard de ces critères vis-à-vis de la Société ; en effet :

- ils remplissent tous les critères d'indépendance mentionnés dans le règlement intérieur du Conseil d'administration et dans le Code AFEP-MEDEF, et
- l'évaluation faite de leur indépendance par le Conseil lors de leur nomination est toujours valable et qu'ils doivent par conséquent être qualifiés d'administrateurs indépendants.

S'agissant du FSP (administrateur personne morale) et de son représentant permanent, Monsieur Christophe Gégout, il est rappelé que le FSP est un véhicule de placement destiné à favoriser l'investissement de long terme dans des entreprises françaises et ayant pour investisseurs Cardiff Assurance Vie (Groupe BNP Paribas), CNP Assurances, Predica (Groupe Crédit Agricole), Sogecap (Groupe Société Générale), Groupama, BPCE Vie (Groupe Natixis Assurances) et Suravenir (Groupe Crédit Mutuel Arkea), et que ni le FSP ni aucun de ses investisseurs n'entretiennent de relations commerciales significatives avec la Société.

La participation de 7,5% que le FSP détient au capital de la Société n'affecte pas son indépendance compte tenu du profil de cet investisseur professionnel et de l'absence de lien autre ou antérieur avec la Société.

Par ailleurs, Monsieur Christophe Gégout, représentant permanent du FSP, satisfait tous les critères d'indépendance susvisés.

Aux termes de cette analyse, le Conseil d'administration de la Société réuni le 17 avril 2019, après avoir recueilli l'avis du Comité des nominations et des rémunérations, a conclu que trois administrateurs (Madame Helen Lee Bouygues, Monsieur Bertrand Dumazy et Monsieur Christophe Gégout) peuvent être considérés comme indépendants au regard des critères susvisés.

#### 6.2.1.5 POLITIQUE DE DIVERSITÉ APPLIQUÉE AUX MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET AU COMITÉ EXÉCUTIF

Le Conseil d'administration, tant au sein de la Société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée qu'après sa transformation en société anonyme réalisée au cours de l'exercice 2018, a mis en œuvre une politique de diversité visant à disposer d'une composition recherchant un bon équilibre et une juste répartition des expériences, qualifications, cultures, âges, nationalités et ancienneté, en adéquation avec les besoins de la Société. La recherche de cette diversité aboutit à une composition équilibrée au sein du Conseil d'administration tenant notamment compte des éléments suivants : (i) l'équilibre souhaitable de la composition du Conseil d'administration au vu de la composition et de l'évolution de l'actionnariat de la Société, (ii) le nombre souhaitable de membres indépendants, (iii) la proportion d'hommes et de femmes requise par la réglementation en vigueur et (iv) l'intégrité, la compétence, l'expérience et l'indépendance de chaque candidat.

Il est rappelé qu'à ce jour, la proportion d'administrateurs indépendants est de 42%, soit au-dessus du ratio préconisé par le Code AFEP-MEDEF et que les présidents du Comité d'audit et du Comité des nominations et des rémunérations sont des administrateurs indépendants.



Cette politique inclut une exigence de mixité dans la composition du Conseil d'administration et de ses Comités. En effet, le Conseil comporte actuellement trois femmes sur sept administrateurs, soit un taux de mixité (42%) supérieur aux exigences légales applicables (40%). Le Comité d'audit comporte une majorité de femmes et le Comité des nominations et des rémunérations comporte une majorité d'hommes. Le Conseil d'administration de la Société réuni le 17 avril 2019 a considéré que ces éléments étant très satisfaisants, il conviendrait de maintenir un ratio de représentation équilibrée des femmes et des hommes au moins égal aux exigences légales et une mixité dans la composition des Comités.

La représentation équilibrée des femmes et des hommes sera débattue chaque année au sein du Conseil d'administration, et une séance par an du Comité des nominations et des rémunérations comportera à son ordre du jour un point sur la politique de diversité.

Au 31 décembre 2018, les femmes représentaient 29,9% de l'effectif total et 30,4% des cadres (hors Comité exécutif). Leur représentation au sein du Comité exécutif s'établit, à ce jour, à 20%. À l'échelle du Groupe, Neoen continue de déployer ses efforts et veille également à avoir une répartition hommes/femmes satisfaisante et une grande diversité tant en termes de parcours que de nationalités (plus de 23 nationalités).

La politique de diversité prend également en compte les compétences variées et complémentaires des administrateurs. En effet, certains disposent de compétences stratégiques, d'autres de compétences financières ou plus spécifiques (juridique, expérience managériale, ingénierie). La plupart des administrateurs possèdent une vaste expérience professionnelle dans divers secteurs d'activité et à des postes de haut niveau, la plupart exerçant ou ayant déjà exercé des fonctions d'administrateur ou de mandataire social dans d'autres sociétés françaises ou étrangères, dont certaines sont cotées en bourse. Ces profils diversifiés aboutissent à une complémentarité des expertises et expériences des membres du Conseil d'administration, leur permettant d'appréhender rapidement et de manière approfondie les enjeux de développement de la Société et de prendre des décisions réfléchies et de qualité.

La diversité d'expériences et de points de vue ainsi que l'indépendance des administrateurs permettent d'assurer au Conseil d'administration l'objectivité et l'indépendance nécessaires par rapport à la direction générale et par rapport à un actionnaire ou à un groupe d'actionnaires particulier. La durée des mandats et l'échelonnement de leur date d'échéance participent également au bon fonctionnement des organes sociaux de la Société. Ces éléments permettent aux administrateurs de disposer d'une qualité de jugement et d'une capacité d'anticipation leur permettant d'agir dans l'intérêt social de la Société et de faire face aux enjeux auxquels le Groupe est confronté.

Au regard de ce qui précède, le Conseil d'administration de la Société réuni le 17 avril 2019 a considéré que la diversité des compétences au sein du Conseil d'administration est satisfaisante.

Le Conseil d'administration présente également un caractère international par la présence de Madame Helen Lee Bouygues de nationalité américaine, dotée d'une expérience internationale et de Monsieur Bertrand Dumazy qui dirige un groupe largement présent à l'international.

À ce jour, les administrateurs ont entre 28 et 47 ans, avec une moyenne de 42 ans.

## 6.2.2 PRINCIPES RÉGISSANT LE FONCTIONNEMENT DE LA GOUVERNANCE

### 6.2.2.1 MODE DE GOUVERNANCE

#### (i) Unicité des fonctions de président du Conseil d'administration et de directeur général

Xavier Barbaro a été nommé Président-directeur général, lors de la séance du Conseil d'administration du 12 septembre 2018, avec effet immédiat.

Suivant l'avis du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration avait conclu que ne pas dissocier les fonctions de Président et de Directeur général permettrait de s'inscrire dans une continuité avec la répartition entre les pouvoirs des organes sociaux statutaires de la Société sous sa forme de société par actions simplifiée, de sorte que la transformation de la forme sociale n'ait pas d'effet sur le mode d'exercice de la direction générale de la Société.

Monsieur Xavier Barbaro exerçait les fonctions de Président de la Société et président du Comité de surveillance de la Société sous sa forme antérieure de société par actions simplifiée jusqu'à sa transformation en société anonyme intervenue à cette même date, le 12 septembre 2018.

#### (ii) Comité exécutif

À la date du rapport sur le gouvernement d'entreprise approuvé par le Conseil d'administration le 17 avril 2019, le Comité exécutif était composé de 5 membres, dont Monsieur Xavier Barbaro :

Romain Desrousseaux	Directeur général délégué
Paul-François Croisille	Directeur général adjoint
Serge Stepanov	Directeur financier
Olga Kharitonova	Secrétaire général

La biographie de Monsieur Xavier Barbaro est présentée au 6.1.1 du présent document.

**Romain Desrousseaux** a commencé sa carrière en 1999 chez LDCOM, en charge du programme d'investissement dans le réseau Internet haut débit. En 2008, il a rejoint le groupe Louis Dreyfus Commodities comme adjoint au directeur des systèmes d'information, puis il a repris la direction des opérations pour la région Afrique et Moyen-Orient. Il a rejoint Neoen en 2013 en tant que directeur général adjoint en charge du développement des projets à l'international. Romain Desrousseaux est un ancien élève de l'École normale supérieure.

Le Conseil d'administration de la Société, lors de sa réunion du 17 avril 2019, sur proposition du Président-directeur général et après avoir recueilli l'avis du Comité des nominations et des rémunérations, a décidé de nommer Monsieur Romain Desrousseaux, membre du Comité exécutif, en qualité de Directeur général délégué.

Cette nomination se justifie par l'importance du développement des projets à international dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie de la Société et l'opportunité que ces activités de développement soient directement supervisées par un dirigeant mandataire social de la Société. Conformément à la loi, un Directeur général délégué dispose du pouvoir légal de représenter la Société et dispose, à l'égard des tiers, des mêmes pouvoirs que le Directeur général.

**Paul-François Croisille** a rejoint en 2000 LDCOM où il a développé les services de transmission, puis les services de communication destinés aux opérateurs, après dix ans dans l'innovation et le marketing chez France Télécom et chez l'opérateur espagnol Uni2. En 2003, il a lancé en France l'activité de Swisscom Hospitality Services, avant de prendre en 2006 la responsabilité mondiale des opérations. Paul-François Croisille a rejoint Neoen en 2010. Il est diplômé de l'École polytechnique, ingénieur des Télécommunications et titulaire d'un MBA de Harvard.

**Serge Stepanov** a plus de dix-huit ans d'expérience en opérations et finance. Il a commencé sa carrière chez Danone en Russie puis en France et en Asie. Louis Dreyfus Commodities en 2007 où il est alors en charge du *business development* et de la trésorerie en Amérique du Nord. En 2010, il est nommé directeur financier de Biosev au Brésil, qu'il introduit en bourse en 2013, avant de rejoindre Neoen en 2014. Serge Stepanov est diplômé de l'École des mines de Paris, et titulaire d'un MBA de Harvard.

**Olga Kharitonova** a débuté sa carrière en 2000 à Moscou au sein de l'European Business Club (association représentant les intérêts des entreprises européennes en Russie) avant de rejoindre Bureau Francis Lefebvre. Admise au Barreau des avocats de Paris en 2006, elle a alors intégré le bureau parisien de Cleary Gottlieb Steel & Hamilton LLP où elle intervenait sur des opérations complexes de dimension internationale. Olga Kharitonova a rejoint Neoen en 2018. Elle est diplômée de l'Université d'État de Moscou (Lomonossov), de l'IEP de Paris et est titulaire d'un DEA de droit des affaires de Paris I-Sorbonne.

### (iii) Pouvoirs du Directeur général (article 16 des statuts et article 4.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Le Directeur général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toute circonstance au nom de la Société. Il exerce ces pouvoirs dans la limite de l'objet social et sous réserve de ceux que la loi et les statuts attribuent expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'administration.

Le Directeur général représente la Société dans ses rapports avec les tiers. La Société est engagée même par les actes du Directeur général qui ne relèvent pas de l'objet social, à moins qu'elle ne prouve que le tiers savait que l'acte dépassait cet objet ou qu'il ne pouvait l'ignorer compte tenu des circonstances, étant exclu que la seule publication des statuts suffise à constituer cette preuve.

En accord avec le Directeur général, le Conseil d'administration détermine l'étendue et la durée des pouvoirs accordés aux Directeurs généraux délégués.

À l'égard des tiers, le ou les Directeurs généraux délégués dispose(nt) des mêmes pouvoirs que le Directeur Général.

Ils doivent toutefois obtenir l'accord préalable du Conseil d'administration pour les opérations listées à la Section 6.2.1.2 (ii) « Matières réservées au Conseil d'administration » du présent document.

### (iv) Plan de succession

Au titre de l'article 1(i) du règlement intérieur du Comité des nominations et des rémunérations, ce dernier est tenu d'établir et de tenir à jour un plan de succession des membres du Conseil d'administration, ainsi que de la direction générale de la Société pour être en situation de proposer rapidement au Conseil d'administration des solutions de succession notamment en cas de vacance imprévisible.

Le Conseil d'administration, après avoir recueilli l'avis du Comité des nominations et des rémunérations, a examiné ce point et considéré ce qui suit :

- la nomination d'un Directeur général délégué par le Conseil d'administration permet à la Société de désigner celui-ci dans le cadre de la succession immédiate du Directeur général en cas de vacance imprévisible. Cette solution interne présente l'avantage d'une certaine forme de continuité et de la connaissance approfondie de l'entreprise par le successeur ainsi désigné ;
- la nomination d'un administrateur référent par le Conseil d'administration permet à ce dernier d'assumer un rôle de succession intérimaire immédiate de la fonction de président du Conseil d'administration en cas de vacance imprévisible de ses fonctions. Compte tenu du rôle de l'administrateur référent, cela permettrait à la Société et à son Conseil d'administration de bénéficier également d'une certaine forme de continuité dans les organes sociaux et de la connaissance de la Société par le successeur ainsi désigné ; et
- s'agissant des membres du Conseil d'administration, des réflexions sont engagées à ce sujet, étant toutefois rappelé que trois des neuf administrateurs sont des personnes morales, pour lesquelles la question de succession ne se pose pas, à l'exception de la société Sixto, et que, s'agissant d'Impala, Jacques Veyrat a démissionné de son poste de membre du Comité de surveillance de la Société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée pour céder sa place à son fils, Simon Veyrat, qui exerce également des fonctions au sein de la société Impala.

## 6.2.2.2 RÈGLES RÉGISSANT LE FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

### (i) Missions (Règlement intérieur – article 4)

Le Conseil d'administration assume les missions et exerce les pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, les statuts de la Société et les Règlements Intérieurs du Conseil et de ses Comités. Il détermine et apprécie les orientations, objectifs et performances de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle, par ses délibérations, les affaires qui la concernent.

Le Conseil procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns et peut se faire communiquer les documents qu'il estime utiles à l'accomplissement de sa mission.

Le Conseil d'administration s'attache en outre à promouvoir la création de valeur sur le long terme de l'entreprise en tenant compte notamment des dimensions sociales, sociétales et environnementales de ses activités. Il propose, le cas échéant, toute évolution statutaire de l'objet social qu'il estime opportune. Il est également informé de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux auxquels l'entreprise est confrontée y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale.

Le Conseil d'administration examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités et les risques tels que les risques financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux ainsi que les mesures prises en conséquence. À cette fin, le Conseil d'administration reçoit toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission notamment de la part des dirigeants mandataires sociaux exécutifs.

Le Conseil d'administration s'assure que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs mettent en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes.

## (ii) Compétence et expertise des administrateurs (règlement intérieur – article 3.4)

Chaque membre du Conseil d'administration doit présenter les qualités essentielles suivantes :

- il doit être soucieux de l'intérêt social ;
- il doit avoir une qualité de jugement, en particulier des situations, des stratégies et des personnes, qui repose notamment sur son expérience ;
- il doit avoir une capacité d'anticipation lui permettant d'identifier les risques et les enjeux stratégiques ;
- il doit être intègre, présent, actif et impliqué.

## (iii) Déontologie (conflits d'intérêt, liens familiaux, contrats de services)

### Condamnations et faillites

À la connaissance de la Société, au cours des cinq dernières années :

- aucune condamnation pour fraude n'a été prononcée à l'encontre d'une des personnes susvisées ;
- aucune des personnes susvisées n'a été associée à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation ;
- aucune incrimination et/ou sanction publique officielle n'a été prononcée à l'encontre de l'une des personnes susvisées par des autorités statutaires ou réglementaires (y compris des organismes professionnels désignés) ;
- aucune des personnes susvisées n'a été empêchée par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

### Lien familiaux

À la connaissance de la Société, et à la date du présent document, hormis les liens familiaux existant entre Monsieur Jacques Veyrat (censeur du Conseil d'administration et actionnaire de référence de la Société à travers la société Impala SAS) et Monsieur Simon Veyrat (membre du Conseil d'administration), son fils, il n'existe aucun lien familial entre les membres du Conseil d'administration, ou entre les membres du Conseil d'administration et les membres du Comité exécutif de la Société.

### Conflits d'intérêts

Aux termes de l'article 3 du règlement intérieur du Conseil d'administration, chaque membre du Conseil d'administration a l'obligation de faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts, même potentiel, et doit s'abstenir de participer au vote de la délibération correspondante.

À la connaissance de la Société et à la date du présent document, il n'existe aucun conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs des administrateurs ou des dirigeants mandataires sociaux à l'égard de Neoen et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

À la connaissance de la Société, il n'existe ni arrangement ni accord avec un des principaux actionnaires, un client, un fournisseur ou avec tout autre tiers en exécution duquel un membre quelconque du Conseil d'administration ou un dirigeant mandataire social aurait été nommé au Conseil d'administration ou au Comité exécutif, respectivement.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas, à la date du présent document, de conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs à l'égard de la Société des membres du Conseil d'administration mentionnés à la Section 6.1.1 « Composition du Conseil d'administration » du présent document, et du Comité exécutif de la Société et leurs intérêts privés.

À la date du présent document, et à la connaissance de la Société, les restrictions à la libre cession de leur participation dans le capital social de la Société et acceptées par les membres du Conseil d'administration mentionnés à la Section 6.1.1 « Composition du Conseil d'administration » du présent document, ou les membres du Comité exécutif de la Société, sont les suivantes :

- en application du contrat de garantie signé le 2 octobre 2018 entre Neoen, les banques et certains des actionnaires de la Société, l'engagement de conservation des titres pris pour une période expirant 365 jours suivant la date de règlement-livraison de l'offre (ayant eu lieu le 18 octobre 2018) par certains dirigeants ;
- les règles relatives à la prévention des délits d'initiés ;
- les règles définies par la Société en application du Code AFEP-MEDEF imposant une obligation de conservation d'actions, à savoir :
  - conformément au règlement intérieur du Conseil d'administration (article 3.10), l'obligation pour chaque membre du Conseil d'administration d'être propriétaire (directement ou indirectement) de 500 (cinq cents) actions pendant toute la durée de son mandat et en tout état de cause au plus tard dans les six mois suivant sa nomination,
  - l'obligation pour les dirigeants mandataires sociaux de conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions, au moins 5 000 (cinq mille) actions, nombre minimum fixé par le Conseil d'administration,
  - les nombres minimum d'actions issus des attributions gratuites d'actions ou d'options de souscription ou d'achat, que doivent conserver jusqu'à la fin de leur mandat les dirigeants mandataires sociaux, tels que fixés par le Conseil d'administration.

## 6.2.2.3 ÉVALUATION ET TRAVAUX DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DES COMITÉS

Conformément aux dispositions de la recommandation 9 du Code AFEP-MEDEF, le Conseil d'administration doit procéder à l'évaluation de sa capacité à répondre aux attentes des actionnaires qui lui ont donné mandat d'administrer la Société, en passant en revue périodiquement sa composition, son organisation et son fonctionnement. L'évaluation vise trois objectifs :

- faire un point sur les modalités de fonctionnement du Conseil d'administration ;
- vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues ; et
- apprécier la contribution effective de chaque administrateur aux travaux du Conseil d'administration.

L'article 7 du règlement intérieur du Conseil d'administration prévoit que le Conseil d'administration doit, une fois par an et sur rapport du Comité des nominations et des rémunérations, consacrer un point de son ordre du jour à l'évaluation de ses modalités de fonctionnement.

L'évaluation est effectuée selon les modalités suivantes :

- une fois par an, le Conseil d'administration débat de son fonctionnement ;
- une évaluation formalisée du Conseil d'administration et des Comités est réalisée tous les trois ans au moins, éventuellement sous la direction d'un membre indépendant du Conseil d'administration, et le cas échéant, avec l'aide d'un consultant extérieur ; et
- les actionnaires sont informés chaque année dans le rapport sur le gouvernement d'entreprise de la réalisation des évaluations et, le cas échéant, des suites données à celles-ci.

La Société a été transformée en société anonyme le 12 septembre 2018 et ses actions ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris le 17 octobre 2018.

Par conséquent, la période sur laquelle porte l'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration pour l'exercice 2018, en application de la recommandation du Code AFEP-MEDEF susvisée applicable à la Société depuis son introduction en bourse, porte sur une période de moins de 3 mois.

C'est la raison pour laquelle il n'a pas été procédé à un envoi formel aux administrateurs de questionnaires d'évaluation et l'évaluation pour la période en question est faite sur la base d'entretiens informels et de délibérations au sein du Comité des nominations et des rémunérations et du Conseil d'administration.

La composition actuelle du Conseil d'administration est celle mise en place à l'occasion de l'introduction en bourse de la Société, en ce compris la démission de deux administrateurs, Monsieur Serge Savasta et Monsieur Christophe Gégout, et l'entrée au Conseil d'administration du FSP dont le représentant permanent est Monsieur Christophe Gégout.

L'année 2018 a été marquée par une activité très intense des organes de gouvernance de la Société, avant et après la transformation en société anonyme, en raison de l'introduction en bourse de la Société engagée et réalisée en 2018. Depuis l'admission aux négociations des actions de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris intervenue le 17 octobre 2018, le Conseil d'administration s'est réuni à un rythme davantage courant. Ainsi, depuis cette date se sont tenues en 2018 :

- 2 réunions du Conseil d'administration ;
- 1 réunion du Comité des nominations et des rémunérations ; et
- 1 réunion du Comité d'audit.

La durée des réunions du Conseil a été en moyenne de 2,5 heures et l'assiduité des administrateurs a été très élevée, avec un taux de participation d'environ 93% en moyenne. Le taux d'assiduité de chaque administrateur est de 100%, à l'exception de Monsieur Simon Veyrat qui n'a pas pu assister à une réunion du Conseil. Les travaux du Conseil d'administration ont porté sur l'approbation du budget 2019, la stratégie du Groupe et des questions de gouvernance (démission d'administrateur, cooptation d'un administrateur, répartition des jetons de présence pour 2018, mise en œuvre du programme de rachat d'actions voté par l'assemblée générale des actionnaires du 2 octobre 2018, etc.). L'implication des administrateurs dans le cadre du projet d'introduction en bourse de la Société a été soulignée par le Conseil d'administration, les administrateurs ayant été appelés à assister à de nombreuses réunions de travail dans ce cadre, en sus des réunions du Conseil d'administration.

La durée des réunions du Comité des nominations et des rémunérations a été en moyenne de 2 heures. Le taux de participation des membres a été de 100%.

La durée des réunions du Comité d'audit a été en moyenne de 2 heures. Le taux de participation des membres a été de 100%. Les travaux du Comité d'audit ont porté sur les options de clôture, le budget 2019 et le contrôle interne.

L'évaluation du fonctionnement du Conseil est globalement très positive, les administrateurs ayant noté tout particulièrement :

- l'implication du Conseil, illustrée par le nombre de réunions élevé et son implication dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société et, plus généralement, dans les décisions stratégiques de la Société depuis sa transformation en société anonyme au cours de l'année 2018 ;
- les administrateurs ont considéré comme pleinement satisfaisante la diversité de la composition du Conseil, avec une proportion très satisfaisante de femmes (3/7, soit 42% des membres du Conseil) et d'administrateurs indépendants (3/7, soit 42% des membres du Conseil) ;
- les administrateurs estiment dans leur majorité que les délais de convocation, la conduite des réunions du Conseil, la prise en compte de leurs demandes, ainsi que la répartition des travaux entre le Conseil et les Comités sont satisfaisants ;
- les administrateurs ont apprécié la qualité des débats et les interventions du management. Ils ont en outre noté que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues et que la contribution effective de chaque administrateur aux travaux du Conseil est satisfaisante au regard de sa compétence et de son implication dans les différentes délibérations ;
- les administrateurs estiment dans leur majorité recevoir l'information dont ils ont besoin pour exercer pleinement leur mandat ;
- les administrateurs jugent majoritairement satisfaisants l'organisation et le fonctionnement du Conseil.

Les mêmes observations s'appliquent aux travaux du Comité des nominations et des rémunérations et au Comité d'audit.

#### 6.2.2.4 COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration a, au cours de sa séance du 12 septembre 2018, décidé la création de deux comités permanents : un Comité d'audit et un Comité des nominations et des rémunérations. La composition de ces comités est conforme aux recommandations du Code AFEP-MEDEF.

##### (i) Comité d'audit

###### (A) Composition

	Année de création	Président	Membres	Fonctions
Comité d'audit	2018	Christophe Gégout	Stéphanie Levan	Administrateur
			Christophe Gégout	Représentant permanent du FSP, administrateur indépendant
			Helen Lee Bouygues	Administrateur indépendant



Le Comité d'audit est composé de 3 membres dont au moins deux tiers sont désignés parmi les membres indépendants du Conseil d'administration au sens de l'article 1.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration. Les membres du Comité d'audit peuvent démissionner lors de toute réunion du Conseil d'administration sans motif, ni préavis. Leur mandat est renouvelable. Le Conseil d'administration peut révoquer *ad nutum* tout membre du Comité d'audit, sans qu'il soit besoin de justifier une telle révocation.

En particulier, conformément aux dispositions légales applicables, les membres du Comité doivent disposer de compétences particulières en matière financière et/ou comptable.

La durée du mandat des membres du Comité d'audit coïncide avec celle de leur mandat de membre du Conseil d'administration. Il peut faire l'objet d'un renouvellement en même temps que ce dernier.

Le président du Comité d'audit est désigné, après avoir fait l'objet d'un examen particulier, par le Conseil d'administration sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations parmi les membres indépendants au sens de l'article 1.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration. Le Comité d'audit ne peut comprendre aucun dirigeant mandataire social exécutif.

### (B) Missions

La mission du Comité d'audit est d'assurer le suivi des questions relatives à l'élaboration et au contrôle des informations comptables et financières et de s'assurer de l'efficacité du dispositif de suivi des risques et de contrôle interne opérationnel, afin de faciliter l'exercice par le Conseil d'administration de ses missions de contrôle et de vérification en la matière.

Dans ce cadre, le Comité d'audit exerce notamment les missions principales suivantes :

- suivi du processus d'élaboration de l'information financière ;
- suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne, d'audit interne et de gestion des risques relatifs à l'information financière et comptable ;
- suivi du contrôle légal des comptes sociaux et consolidés par les commissaires aux comptes de la Société ; et
- suivi des commissaires aux comptes.

### (C) Travaux du Comité d'audit en 2018

Se référer à la Section 6.2.2.3 du présent document.

## (ii) Comité des nominations et des rémunérations

### (A) Composition

	Année de création	Président	Membres	Fonctions
Comité des nominations et des rémunérations	2018	Bertrand Dumazy	Helen Lee Bouygues	Administrateur indépendant
			Bertrand Dumazy	Représentant permanent de Sixto, administrateur indépendant
			Jacques Veyrat	Censeur

### (B) Missions

Le Comité des nominations et des rémunérations est un Comité spécialisé du Conseil d'administration dont la mission principale est d'assister celui-ci dans la composition des instances dirigeantes de la Société et dans la détermination et l'appréciation régulière de l'ensemble des rémunérations et avantages des dirigeants mandataires sociaux et/ou cadres dirigeants de la Société, en ce compris tous avantages différés et/ou indemnités de départ volontaire ou forcé de la Société.

Dans ce cadre, il exerce notamment les missions suivantes :

- propositions de nomination des membres du Conseil d'administration et de ses Comités et des dirigeants mandataires sociaux de la Société et autres membres du Comité exécutif ;
- évaluation annuelle de l'indépendance des membres du Conseil d'administration ;
- examen et proposition au Conseil d'administration concernant l'ensemble des éléments et conditions de la rémunération du Comité exécutif de la Société ;
- examen et proposition au Conseil d'administration concernant la méthode de répartition des jetons de présence ; et
- missions exceptionnelles.

Le Comité est consulté pour recommandation au Conseil d'administration sur toutes rémunérations exceptionnelles afférentes à des missions exceptionnelles qui seraient confiées, le cas échéant, par le Conseil d'administration à certains de ses membres.

### (C) Travaux du Comité des nominations et des rémunérations en 2018

Se référer à la Section 6.2.2.3 du présent document.

## 6.2.2.5 MODALITÉS PARTICULIÈRES DE PARTICIPATION À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Tout actionnaire, quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, a le droit de participer aux assemblées dans les conditions fixées par la loi et les présents statuts, sur justification de son identité et de l'inscription en compte des actions à son nom ou au nom de l'intermédiaire inscrit pour son compte dans les conditions prévues par la loi.

L'actionnaire, à défaut d'assister personnellement à l'assemblée, peut choisir entre l'une des trois formules suivantes :

- donner une procuration à un autre actionnaire ou à son conjoint ; ou
- voter par correspondance ; ou
- adresser une procuration à la Société sans indication de mandat ; dans les conditions prévues par la loi et les règlements.

## 6.3 RÉMUNÉRATIONS DES MANDATAIRES SOCIAUX

La Société se réfère de manière générale, et en particulier en matière de rémunération, au Code AFEP-MEDEF de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées, telles qu'interprétées par le Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise (Guide d'application du Code AFEP-MEDEF ; rapport d'activité du Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise d'octobre 2018) et des recommandations de l'AMF figurant dans le guide d'élaboration des documents de référence de l'AMF ainsi que dans le rapport AMF sur le gouvernement d'entreprise et la rémunération des dirigeants des sociétés cotées du 26 novembre 2018.

En application de l'article L. 225-100-II du Code de commerce, l'assemblée générale des actionnaires du 28 juin 2019 sera invitée à statuer sur les éléments composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés ou attribués au dirigeant mandataire social au titre de l'exercice 2018. Par ailleurs, conformément à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, les principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toutes natures attribuables aux dirigeants mandataires sociaux, tels que décrits ci-après, sont soumis à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires.

Le rapport sur le gouvernement d'entreprise a été examiné par le Comité des nominations et des rémunérations.

### 6.3.1 RÉMUNÉRATION DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

#### 6.3.1.1 PRINCIPES ET RÈGLES DE DÉTERMINATION DES RÉMUNÉRATIONS ACCORDÉES AU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL POUR L'EXERCICE 2018

Monsieur Xavier Barbaro a été nommé administrateur par décision de l'assemblée générale du 12 septembre 2018, date de la transformation de la Société en société anonyme avec Conseil d'administration, puis Président-directeur général de la Société par décision du Conseil d'administration du même jour, pour la durée de son mandat d'administrateur. Avant la date de transformation de la Société, Monsieur Xavier Barbaro était Président de la société par actions simplifiée depuis sa nomination le 7 février 2011, avec effet à compter du 1<sup>er</sup> mars 2011, par l'assemblée générale des associés.

Au titre de son mandat de Président-directeur général de la Société, les rémunérations fixe et variable de Monsieur Xavier Barbaro sont déterminées conformément aux principes résumés ci-après. Ces principes ont été examinés par le Comité des nominations et des rémunérations et décidés par le Conseil d'administration le 12 septembre 2018.

### Rémunération

La rémunération de Monsieur Xavier Barbaro comprend une part fixe et une part variable, cette dernière étant fonction de critères de performance fixés par le Conseil d'administration, après avis du Comité des nominations et des rémunérations, ces critères ayant vocation à être réexaminés régulièrement par le Conseil.

Le versement des éléments de rémunération variables et exceptionnels est conditionné à l'approbation par une assemblée générale ordinaire des éléments de rémunération de Monsieur Xavier Barbaro.

### Rémunération fixe

Le montant de la rémunération brute fixe annuelle de Monsieur Xavier Barbaro est fixée à 200 000 euros, à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2018.

### Rémunération variable annuelle

La part variable brute de la rémunération de Monsieur Xavier Barbaro représente un montant égal à 100% de la rémunération fixe annuelle, en cas d'atteinte de critères quantitatifs et qualitatifs fixés par le Conseil d'administration.

Ces critères comprennent pour 75%, des critères de nature quantitative basés sur l'atteinte d'objectifs cibles de chiffre d'affaires (à hauteur de 15% et pouvant atteindre un montant maximum de rémunération brute de 45 000 euros), d'EBITDA (à hauteur de 30% et pouvant atteindre un montant maximum de rémunération brute de 90 000 euros) et l'atteinte d'un nombre cible annuel de nouveaux MW *awarded* (à hauteur de 30% et pouvant atteindre un montant maximum de rémunération brute de 240 000 euros) et pour 25%, des critères de nature qualitative. Ces derniers sont basés sur (i) le *leadership* de la direction générale de la Société, sa capacité à entraîner la Société et à la fédérer autour d'un projet de croissance et d'internationalisation et sa capacité à représenter la Société vis-à-vis de l'extérieur et (ii) le respect d'un objectif RSE, à savoir le déploiement de la stratégie RSE résultant en une amélioration des indicateurs de performance pris en compte par Vigeo-Eiris lors de son évaluation. En cas de surperformance au titre d'un ou plusieurs critères, la pondération entre les différents critères varie en fonction du niveau de la surperformance atteint et des critères concernés.

En cas de surperformance au titre de ces objectifs, la part maximale de la rémunération variable est portée à 212,5% de la rémunération fixe annuelle brute, soit 425 000 euros.

### Avantages en nature

Monsieur Xavier Barbaro bénéficie d'un véhicule de fonction d'une valeur maximum de 6 000 euros par an.



### 6.3.1.2 SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL XAVIER BARBARO AU TITRE DE 2018

Les tableaux ci-dessous suivent la présentation standardisée recommandée dans le Code AFEP-MEDEF et repris par l'Autorité des marchés financiers dans son guide d'élaboration des documents de référence.

**Tableau 1 – Synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées à chaque dirigeant mandataire social (nomenclature AMF)**

(en euros)	Montants bruts versés au titre de l'exercice			
	2017 <sup>(1)</sup>		2018 <sup>(1)</sup>	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
<b>Xavier Barbaro, Président-directeur général :</b>				
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau 2)	180 000,00	295 000,00	392 168,68	295 366,68 <sup>(3)(4)</sup>
Valorisation des rémunérations variables pluri-annuelles attribuées au cours de l'exercice	-	-	-	-
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice	-	-	-	-
Valorisation des actions attribuées gratuitement	-	-	1 292 690,00 <sup>(5)</sup>	242 690,00
<b>TOTAL</b>	<b>180 000,00</b>	<b>295 000,00<sup>(2)</sup></b>	<b>1 684 858,68<sup>(5)</sup></b>	<b>538 056,68<sup>(3)</sup></b>

(1) Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

(2) À ce montant s'ajoute un montant de 10 121,22 euros correspondant aux indemnités de congés payés versées en mai 2017 à l'occasion de la suspension du contrat de travail de Monsieur Xavier Barbaro.

(3) Comprend la rémunération fixe versée au Président-directeur général au titre de l'exercice 2018 d'un montant de 186 666,68 euros et une partie de la rémunération variable annuelle d'un montant de 108 700 euros déjà versée conformément à la décision du Comité des nominations et des rémunérations du 21 décembre 2018. Le solde de la rémunération variable annuelle du Président-directeur général sera versé en juillet 2019, à condition de l'approbation par l'assemblée générale du 28 juin 2019 de l'ensemble des éléments composant la rémunération de Monsieur Xavier Barbaro au titre de l'exercice 2018.

(4) Pour les besoins du présent document de référence, il est précisé que ce montant n'inclut pas les avantages en nature d'un montant de 4 612,32 euros (correspondant au véhicule de fonction) et d'un montant de 7 083,34 euros (correspondant aux primes d'assurance chômage) pris en compte dans le Tableau 2 ci-dessous.

(5) Pour les besoins du présent document de référence, il est précisé que 242 690 euros correspondent aux actions attribuées gratuitement le 23 février 2018 et acquises le 23 février 2019 et 1 050 000 euros correspondent aux actions attribuées gratuitement le 5 juillet 2018 dont la date d'acquisition a été fixée au 6 octobre 2020 (voir Tableau 10 ci-dessous).

**Tableau 2 – Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social (nomenclature AMF)**

(en euros)	Montants bruts versés au titre de l'exercice			
	2017 <sup>(1)</sup>		2018 <sup>(1)</sup>	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
<b>Xavier Barbaro, Président-directeur général</b>				
Rémunération fixe	180 000,00	180 000,00	186 666,68	186 666,68
Rémunération variable annuelle	-	-	205 502,00	108 700,00 <sup>(2)</sup>
Rémunération variable pluriannuelle	-	-	-	-
Rémunération exceptionnelle <sup>(3)</sup>	-	115 000,00	-	-
Avantages en nature <sup>(4)</sup>	4 612,33	9 378,73	4 612,32	11 695,66
	(véhicule de fonction)		(véhicule de fonction)	
	4 766,40		7 083,34	
	(assurance chômage)		(assurance chômage)	
<b>TOTAL</b>	<b>189 378,73</b>	<b>304 378,73<sup>(5)</sup></b>	<b>403 864,34</b>	<b>307 062,34</b>

(1) Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

(2) Correspond à une partie de la rémunération variable annuelle d'un montant de 108 700 euros déjà versée conformément à la décision du Comité des nominations et des rémunérations du 21 décembre 2018. Le solde de la rémunération variable annuelle du Président-directeur général sera versé en juillet 2019, à condition de l'approbation par l'assemblée générale du 28 juin 2019 de l'ensemble des éléments composant la rémunération de Monsieur Xavier Barbaro au titre de l'exercice 2018.

(3) Le montant de la rémunération exceptionnelle du Président-directeur général a été versé en janvier 2018.

(4) Monsieur Xavier Barbaro bénéficie d'un véhicule de fonction et d'une assurance chômage (se référer à la Section 6.3.3 « Autres informations sur le dirigeant mandataire social » du présent document pour plus d'information sur cette assurance chômage).

(5) À ce montant s'ajoute un montant de 10 121,22 euros correspondant aux indemnités de congés payés versées en mai 2017 à l'occasion de la suspension du contrat de travail de Monsieur Xavier Barbaro.

Le versement des éléments variables et exceptionnels sera conditionné à l'approbation par une assemblée générale ordinaire des éléments de rémunération du Président-directeur général dans les conditions prévues à l'article L. 225-100 tels qu'ils lui seront présentés par la résolution suivante :

« **8<sup>ème</sup> résolution** (Approbation des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés ou attribués à Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général, au titre de l'exercice 2018, pour la période courant à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, approuve, conformément à l'article L. 225-100, II du Code de commerce, les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et autres avantages versés ou attribués à Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général, au titre de l'exercice 2018, pour la période courant à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, tels que présentés dans ce rapport. »

Les informations suivantes sont fournies à cet effet :

**Tableau récapitulatif des principes et critères de rémunérations**

Éléments de la rémunération dus ou attribués au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2018	Montant ou valorisation comptable soumis au vote	Présentation																								
<b>Rémunération fixe</b>	200 000 euros	Le montant de la rémunération fixe annuelle du Président-directeur général applicable à compter du 1 <sup>er</sup> septembre 2018 s'élève à 200 000 euros.																								
<b>Rémunération variable</b>	205 502 euros	<p>Le montant de la rémunération variable du Président-directeur général à raison de ses fonctions au sein de la Société est fixé par le Conseil d'administration de la Société, après avis du Comité des rémunérations et des nominations, et en fonction de critères de performance.</p> <p>La part variable du Président-directeur général s'élèvera à 100% du montant brut de sa rémunération fixe en cas d'atteinte des critères de performance à hauteur de 100%, sans pouvoir dépasser 212,5% du montant brut de sa rémunération fixe en cas de surperformance.</p> <p>Au cours de sa réunion du 17 avril 2019, le Conseil d'administration, a constaté, après avoir recueilli l'avis du Comité des nominations et rémunérations, l'atteinte des critères de performance de la rémunération variable comme suit :</p> <table border="1" data-bbox="673 1265 1525 1563"> <thead> <tr> <th>Indicateur</th> <th>Pondération</th> <th>Atteintes des objectifs cibles</th> <th>Surperformance</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Critère de chiffre d'affaires</td> <td>15%</td> <td>&gt;100%</td> <td>6,9%</td> </tr> <tr> <td>Critère d'EBITDA</td> <td>30%</td> <td>&gt;100%</td> <td>5,18%</td> </tr> <tr> <td>Critère de MW awarded</td> <td>30%</td> <td>&gt;100%</td> <td>0,54%</td> </tr> <tr> <td>Critère qualitatif</td> <td>25%</td> <td>100%</td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>100%</b></td> <td><b>100%</b></td> <td><b>2,75%</b></td> </tr> </tbody> </table> <p>Ainsi, au total, le montant de la rémunération variable de Monsieur Xavier Barbaro au titre de l'exercice 2018 est égal à 205 502 euros, correspondant à (x) 102,75% de sa rémunération fixe au titre de 2018 et (y) 48,35% du montant maximum de rémunération variable susceptible de lui être allouée au titre de 2018 (montant maximum s'élevant à 425 000 euros).</p> <p>Le versement des éléments de rémunération variable est conditionné à l'approbation des actionnaires lors de la prochaine assemblée générale ordinaire qui statuera sur les comptes clos le 31 décembre 2018.</p>	Indicateur	Pondération	Atteintes des objectifs cibles	Surperformance	Critère de chiffre d'affaires	15%	>100%	6,9%	Critère d'EBITDA	30%	>100%	5,18%	Critère de MW awarded	30%	>100%	0,54%	Critère qualitatif	25%	100%	N/A		<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>2,75%</b>
Indicateur	Pondération	Atteintes des objectifs cibles	Surperformance																							
Critère de chiffre d'affaires	15%	>100%	6,9%																							
Critère d'EBITDA	30%	>100%	5,18%																							
Critère de MW awarded	30%	>100%	0,54%																							
Critère qualitatif	25%	100%	N/A																							
	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>2,75%</b>																							
<b>Rémunération exceptionnelle</b>	Néant	Absence de rémunération exceptionnelle.																								
<b>Jetons de présence</b>	Néant	En tant qu'administrateur de la Société, le Président-directeur général peut percevoir des jetons de présence. Toutefois, le Président-directeur général a fait savoir qu'il ne percevra pas de jetons de présence pour sa participation aux travaux du Conseil d'administration de la Société et ce, tant qu'il exercera les fonctions susvisées.																								
<b>Valorisation des avantages de toute nature</b>	6 000 euros	Le Président-directeur général bénéficie d'une voiture de fonctions, prise en charge par la Société à hauteur d'une valeur maximum de 6 000 euros par an.																								
<b>Options d'action, actions gratuites ou tout autre élément de rémunération de long terme</b>	Options : Néant Actions : 129 296 actions gratuites	Aucune option d'action n'a été attribuée à Monsieur Xavier Barbaro au titre de l'exercice 2018. Au cours de l'exercice 2018, 129 296 actions gratuites ont été attribuées à Monsieur Xavier Barbaro par décisions du Président des 23 février et 5 juillet 2018 (la Société était alors sous forme de société par actions simplifiée).																								

Éléments de la rémunération dus ou attribués au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2018	Montant ou valorisation comptable soumis au vote	Présentation
<b>Indemnité de cessation de fonction : Indemnité de départ</b>	Néant Le Président-directeur général bénéficie, au titre de la cessation de son mandat social de Directeur général au sein de la Société, d'une indemnité de départ en cas de révocation (hors les cas de faute grave ou lourde) ou de non-renouvellement de son mandat social. Cette indemnité sera d'un montant équivalant à 6 mois de rémunération (un mois étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées). Le versement de l'indemnité sera subordonné à la condition que la somme des résultats nets du groupe au titre des deux derniers exercices clos, précédant sa révocation ou, selon le cas l'échéance de son mandat non renouvelé, soit positive.	
<b>Indemnité de non-concurrence</b>	Néant Le Président-directeur général bénéficie, au titre de la cessation de son mandat social de Directeur général au sein de la Société, d'une indemnité de non-concurrence au titre de son obligation de ne pas exercer, sur le territoire français, à quelque titre que ce soit, une activité concurrente à celle de la Société et de ne pas s'intéresser directement ou indirectement à toutes activités pouvant concurrencer les activités de la Société pendant une durée de 12 mois à compter de la cessation desdites fonctions. Cette indemnité sera versée mensuellement pendant les 12 mois suivant la cessation desdites fonctions pour un montant égal à 70% de sa rémunération (un mois de rémunération étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées). Cette indemnité ne peut être versée dès lors que (i) le Directeur général fait valoir ses droits à la retraite ; et/ou (ii) qu'il dépasse l'âge de 65 ans.	
<b>Régime de retraite supplémentaire</b>	Néant Monsieur Xavier Barbaro ne bénéficie pas, au titre de son mandat social au sein de la Société, de régime de retraite supplémentaire.	

### 6.3.1.3 JETONS DE PRÉSENCE ET AUTRES RÉMUNÉRATIONS PERÇUS PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX NON DIRIGEANTS (TABLEAU 3)

#### (i) Principes de fixation et de répartition des jetons de présence

La Société verse aux administrateurs sur une base annuelle, à titre de jetons de présence (sur une base brute, avant charges sociales et impôts), les montants suivants :

- pour le Conseil d'administration : une rémunération de 17 500 euros est versée à chaque administrateur, dont le montant versé est adapté en fonction de la présence effective des administrateurs aux réunions du Conseil d'administration et du temps consacré aux travaux du Conseil d'administration. Ainsi :
  - en cas d'absence à 20% des réunions : le montant dû est réduit de 10%,
  - en cas d'absence à un nombre de réunions compris entre 20% et 50% : le montant dû est réduit au prorata de la participation, et
  - en cas d'absence à un nombre de réunions supérieur à 50% : le montant dû est réduit de 50% ;
- pour les Comités : une rémunération de 7 500 euros est versée à chaque membre du Comité d'audit et une rémunération de

5 000 euros à chaque membre du Comité des nominations et des rémunérations, s'ajoutant le cas échéant aux jetons de présence que le membre du Comité pourrait percevoir en tant que membre du Conseil d'administration. Une rémunération de 12 500 euros est versée au président du Comité d'audit et de 10 000 euros au président du Comité des nominations et des rémunérations.

Conformément à la loi, le montant maximal des jetons de présence distribuables annuellement aux administrateurs est fixé par l'assemblée générale des actionnaires. La résolution votée reste valable jusqu'à nouvelle décision de l'assemblée générale. L'assemblée générale des actionnaires du 2 octobre 2018 a fixé ce montant à 170 000 euros par an. Par ailleurs, le montant des jetons de présence étant alloué sur une base annuelle, ce montant sera calculé *pro rata temporis* en cas de nomination ou de cessation, pour quelque cause que ce soit, du mandat de membre du Conseil d'administration en cours d'exercice social.

Dans la limite du montant décidé par l'assemblée générale, le Conseil d'administration décide au début de chaque année le montant des jetons de présence qui sera alloué à ses membres au titre de l'exercice clos et leurs règles de répartition ainsi que les modalités de calcul des jetons de présence pour l'exercice en cours.

## (ii) Montant des jetons de présence attribués en 2018

Tableau 3 – Récapitulatif des rémunérations de chaque membre du Conseil d'administration (nomenclature AMF)

Membres du Conseil d'administration (en euros)	Montants bruts versés au titre de l'exercice <sup>(1)(2)</sup>	
	2017	2018
<b>Xavier Barbaro</b>		
Jetons de présence <sup>(3)</sup>	-	-
Autres rémunérations	299 612,33	299 979,00 <sup>(5)</sup>
<b>Simon Veyrat</b>		
Jetons de présence	N/A	17 500,00
Autres rémunérations	N/A	N/A
<b>Stéphanie Levan</b>		
Jetons de présence	N/A	25 000,00
Autres rémunérations	N/A	N/A
<b>Céline André</b>		
Jetons de présence <sup>(4)</sup>	-	-
Autres rémunérations	N/A	N/A
<b>Helen Lee Bouygues</b>		
Jetons de présence	N/A	30 000,00
Autres rémunérations	N/A	N/A
<b>Christophe Gégout</b>		
Jetons de présence	15 800,00	30 000,00
Autres rémunérations	-	N/A
<b>Bertrand Dumazy</b>		
Jetons de présence	N/A	9 166,00
Autres rémunérations	N/A	N/A

(1) Les rémunérations dans le tableau ci-dessus incluent également les jetons de présence versés au titre de la participation au Comité d'audit et au Comité des nominations et des rémunérations.

(2) Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

(3) Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général de la Société, qui bénéficie d'une rémunération de mandataire social ès qualités ne perçoit pas de jetons de présence en sus.

(4) Madame Céline André, représentante permanente de Bpifrance Investissement, a renoncé à percevoir les jetons de présence versés par la Société.

(5) Pour les besoins du présent document de référence, il est précisé que ce montant inclut l'avantage en nature d'un montant de 4 612,32 euros (correspondant au véhicule de fonction) mais n'inclut pas l'avantage en nature d'un montant de 7 083,34 euros (correspondant aux primes d'assurance chômage versées à une compagnie d'assurance) pris en compte dans le Tableau 2 ci-dessus.

Aucun jeton de présence n'a été versé à Monsieur Serge Savasta, administrateur de la Société jusqu'à sa démission à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris ni à Monsieur Jacques Veyrat au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018.

## 6.3.2 RAPPORT SUR LES OPTIONS ET ACTIONS GRATUITES

### 6.3.2.1 PRINCIPES ET RÈGLES RETENUS POUR L'ATTRIBUTION DES OPTIONS ET DES ACTIONS GRATUITES

L'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 :

- dans sa 12<sup>ème</sup> résolution, a donné l'autorisation pour une durée de trente-huit mois au Conseil d'administration de 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 ;
- dans sa 13<sup>ème</sup> résolution, a donné l'autorisation pour une durée de trente-huit mois au Conseil d'administration de consentir, en une ou plusieurs fois, 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.

À cet effet, l'Assemblée générale a donné une délégation de pouvoirs au Conseil d'administration pour fixer les conditions dans lesquelles elles seraient attribuées. Un plafond global commun est prévu pour ces délégations, et est égal au total à 2% du capital social, étant précisé que pour chaque exercice, le nombre total d'actions existantes ou à émettre, ou d'options de souscription ou d'achat, attribuées en vertu de ces dirigeants mandataires sociaux de la Société, ne pourra représenter plus de 1% du capital social de la Société au jour de la décision du Conseil d'administration.

Les 12<sup>ème</sup> et 13<sup>ème</sup> résolutions sur les options et attributions d'actions gratuites prévoient :

- la fixation par le Conseil d'administration des conditions, notamment le plafond à ne pas dépasser pour les options ou les actions attribuées aux dirigeants mandataires sociaux, ainsi que les critères de performance qui leur sont applicables ;
- l'arrêt par le Conseil d'administration de la liste ou des catégories des autres bénéficiaires des options ou des actions et la fixation des critères de performance qui leur sont applicables.

Par ailleurs, la 13<sup>ème</sup> résolution sur les options prévoit que le prix à payer lors de l'exercice des options de souscription ou d'achat

d'actions sera fixé le jour où les options seront consenties et que (i) dans le cas d'octroi d'options de souscription, ce prix ne pourra pas être inférieur à 80% de la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour où les options de souscription seront consenties, et (ii) dans le cas d'octroi d'options d'achat d'actions, ce prix ne pourra être inférieur ni à la valeur indiquée au (i) ci-dessus, ni à 80% du cours moyen d'achat des actions détenues par la Société au titre des articles L. 225-208 et L. 225-209 du Code du commerce.

### 6.3.2.2 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D' ACTIONS

#### (i) Options de souscription ou d'achat d'actions de la Société attribuées durant l'exercice 2018 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

#### (ii) Options de souscription ou d'achat d'actions de la Société levées durant l'exercice 2018 par les dirigeants mandataires sociaux

Néant.

#### (iii) Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix premiers salariés

**Tableau 9 – Options de souscription ou d'achat d'actions (après regroupement d'actions) consentis aux dix premiers salariés non mandataires sociaux attributaires et options levées par ces derniers (nomenclature AMF)**

Options de souscription ou d'achat d'actions consentis aux dix premiers salariés non mandataires sociaux attributaires et options levées par ces derniers	Nombre total d'options attribuées/ d'actions souscrites ou achetées	Prix moyen pondéré	Plan 2018 (III)	Plan 2015
Options consenties, durant l'exercice 2018, par l'émetteur et toute société comprise dans le périmètre d'attribution des options, aux dix premiers salariés de l'émetteur et de toute société comprise dans ce périmètre, dont le nombre d'options ainsi consenties est le plus élevé (information globale)	25 000 <sup>(1)</sup>	10 € <sup>(2)</sup>	25 000 <sup>(1)</sup>	-
Options détenues sur l'émetteur et les sociétés visées précédemment, levées, durant l'exercice 2018, par les dix premiers salariés de l'émetteur et de ces sociétés, dont le nombre d'options ainsi achetées ou souscrites est le plus élevé (information globale)	350 000 <sup>(1)</sup>	4 € <sup>(2)</sup>	-	350 000 <sup>(1)</sup>

(1) Ce nombre a été ajusté en conséquence de la division par deux des actions sous options à compter de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

(2) Ce prix d'exercice a été multiplié par deux à la suite de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

#### (iv) Historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions

Tableau 8 – Historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions (après regroupement d'actions) (nomenclature AMF)

	Plan 2018 (III)	Plan 2018 (II)	Plan 2018 (I)	Plan 2016	Plan 2016	Plan 2015
Date de l'assemblée générale	04/07/2018	29/05/2018	29/05/2018	17/03/2014 <sup>(1)</sup>	17/03/2014	17/03/2014
Date de la décision du Président arrêtant la liste des bénéficiaires	05/07/2018	30/05/2018	30/05/2018	23/12/2016	08/01/2016	21/01/2015
Nombre total d'actions pouvant être souscrites ou achetées, dont le nombre peut être souscrit par <sup>(2)</sup> :	65 000	5 000	40 000	235 000	152 500	571 250
<i>Xavier Barbaro, Président-directeur général</i>	-	-	-	-	-	-
Début de la période d'exercice des options	06/07/2021	31/05/2021	31/05/2021	24/12/2019	11/01/2019 <sup>(3)</sup>	02/01/2017
Date d'expiration de la période d'exercice des options	05/07/2023	30/05/2023	30/05/2023	23/12/2021	10/01/2021 <sup>(3)</sup>	01/01/2020
Prix de souscription ou d'achat <sup>(4)</sup>	10 €	10 €	10 €	6 €	4 €	4 €
Modalités d'exercice (si le plan comporte plusieurs tranches) <sup>(5)</sup>	-	-	-	-	-	-
Nombre d'actions souscrites au 31 mars 2019	0	0	0	0	39 500	505 295
Nombre cumulé d'options de souscription ou d'achat d'actions annulées ou caduques	5 000	0	5 000	10 000	37 500	30 000
Options de souscription ou d'achat d'actions restantes au 31 mars 2019	60 000	5 000	35 000	225 000	75 500	35 955

(1) L'autorisation accordée par l'assemblée générale en date du 17 mars 2014 a été prorogée par décision de l'assemblée générale en date du 13 mai 2016 pour une période de douze (12) mois.

(2) Ce nombre a été ajusté à raison de la division par deux des actions sous options à compter de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

(3) Au cours de l'attribution en date du 8 janvier 2016, le président a fixé la date d'attribution au 10 janvier 2016, à l'exception d'un bénéficiaire pour lequel cette date a été fixée au 16 mai 2016. En conséquence, la durée de la période d'exercice des options commence à compter du 17 mai 2019 pour ce bénéficiaire et se termine le 16 mai 2021.

(4) Ce prix d'exercice a été multiplié par deux à la suite de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

(5) Les plans 2018 et 2016 présentés comportent une période de vesting d'une durée de trente-six (36) mois. Le plan 2015 comporte une période de vesting d'une durée de vingt-quatre (24) mois.

### 6.3.2.3 ATTRIBUTIONS GRATUITES D' ACTIONS

#### (i) Actions gratuites attribuées aux mandataires sociaux durant 2018

Tableau 6 – Actions attribuées durant l'exercice à chaque mandataire social

	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018
Date de l'assemblée générale	4/07/2018	29/05/2018	23/02/2018	23/02/2018
Date de la décision d'attribution du Président	5/07/2018	30/05/2018	9/04/2018	23/02/2018
Nombre total d'actions attribuées gratuitement, dont le nombre attribuées à : <sup>(1)</sup>	570 644	107 500	2 500	106 054
<i>Xavier Barbaro, Président-directeur général</i> <sup>(1)</sup>	105 000	-	-	24 269
Date d'acquisition des actions	6/10/2020	30/05/2021	9/04/2020	23/02/2019
Date de disponibilité	-	-	9/04/2021	23/02/2020
Conditions de performance	-	-	-	-
Nombre d'actions attribuées durant l'exercice	105 000	0	0	24 269
Valorisation des actions selon la méthode retenue pour les comptes consolidés	1 050 000	-	-	242 690

(1) Ce nombre a été ajusté à raison de la division par deux des actions à compter de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2018.



**(ii) Actions gratuites devenues disponibles durant 2018**
**Tableau 7 – Actions devenues disponibles durant l'exercice pour chaque mandataire social**

	Plan 2016	Plan 2015
Date de l'assemblée générale	23/12/2016	5/10/2015
Date de la décision d'attribution du Président	23/12/2016	6/10/2015
Nombre total d'actions attribuées gratuitement, dont le nombre attribuées à : <sup>(1)</sup>	108 587 <sup>(2)</sup>	108 750
<i>Xavier Barbaro, Président-directeur général<sup>(1)</sup></i>	18 900	-
Date d'acquisition des actions	23/12/2017	28/12/2017
Date de fin de période de conservation	23/12/2018	28/12/2018
Nombre d'actions devenues disponibles durant l'exercice	108 587 <sup>(2)</sup>	103 750

(1) Ce nombre a été ajusté à raison de la division par deux des actions à compter de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

(2) L'attribution portait sur 217 175 actions avant le regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

**6.3.2.4 HISTORIQUE DES ATTRIBUTIONS D' ACTIONS GRATUITES**
**Tableau 10 – Historique des attributions gratuites d'actions – Information sur les actions attribuées gratuitement (après regroupement d'actions) (nomenclature AMF)**

	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2016	Plan 2015
Date de l'assemblée générale	4/07/2018	29/05/2018	23/02/2018	23/02/2018	23/12/2016	05/10/2015
Date de la décision d'attribution du Président	5/07/2018	30/05/2018	9/04/2018	23/02/2018	23/12/2016	06/10/2015
Nombre total d'actions attribuées gratuitement, dont le nombre attribuées à : <sup>(1)</sup>	570 644	107 500	2 500	106 054	108 587 <sup>(2)</sup>	108 750
<i>Xavier Barbaro, Président-directeur général<sup>(1)</sup></i>	105 000	-	-	24 269	18 900	-
Date d'acquisition des actions	6/10/2020	30/05/2021	9/04/2020	23/02/2019	23/12/2017	28/12/2017
Date de fin de période de conservation	-	-	9/04/2021	23/02/2020	23/12/2018	28/12/2018
Nombre d'actions acquises au 31 mars 2019	0	0	0	106 054	108 588	103 750
Nombre cumulé d'actions annulées ou caduques	0	0	0	0	0	5 000
Actions attribuées gratuitement restantes au 31 mars 2019	570 644	107 500	2 500	0	0	0

(1) Ce nombre a été ajusté en conséquence de la division par deux des actions sous options à compter de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

(2) L'attribution portait sur 217 175 actions avant le regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

### 6.3.3 AUTRES INFORMATIONS SUR LE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

Tableau 11

Dirigeant mandataire social	Contrat de travail		Régime de retraite supplémentaire		Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions		Indemnités relatives à une clause de non-concurrence	
	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non
<b>Xavier Barbaro</b> Président-directeur général Début de mandat : 12 septembre 2018 Fin de mandat : assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021	-	X	-	X	X	-	X	-

#### CONTRAT DE TRAVAIL

Afin de se conformer aux dispositions du Code AFEP-MEDEF Monsieur Xavier Barbaro qui était partie à un contrat de travail signé le 30 avril 2009 avec la Société, a démissionné de ses fonctions à la date d'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

#### RÉGIME DE RETRAITE SUPPLÉMENTAIRE

Monsieur Xavier Barbaro ne bénéficie pas de régime de retraite supplémentaire.

#### INDEMNITÉS OU AVANTAGES DUS OU SUSCEPTIBLES D'ÊTRE DUS À RAISON DE LA CESSATION OU DU CHANGEMENT DE FONCTIONS

Monsieur Xavier Barbaro bénéficie d'une indemnité de départ en cas de révocation (hors les cas de faute grave ou lourde) ou de non-renouvellement de son mandat social, dont le montant sera fonction de l'atteinte de conditions de performance et équivalent à six (6) mois de rémunération, sur la base de la rémunération fixe des douze (12) derniers mois et de la moyenne des deux dernières rémunérations variables mensualisées, un mois de rémunération étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées.

#### INDEMNITÉS RELATIVES À UNE CLAUSE DE NON-CONCURRENCE

En cas de cessation de ses fonctions au titre de son mandat social, pour quelque raison que ce soit, Monsieur Xavier Barbaro s'engage à ne pas exercer, sur le territoire français, à quelque titre que ce soit, une activité concurrente de celle de la Société et à ne pas s'intéresser directement ou indirectement à toutes activités pouvant concurrencer les activités de la Société, pendant une durée de douze (12) mois à compter de la cessation desdites fonctions.

En contrepartie de cet engagement de non-concurrence, Monsieur Xavier Barbaro percevra pendant les douze (12) mois suivant la cessation de ses fonctions au titre de son mandat social, une contrepartie financière mensuelle d'un montant égal à 70% de la rémunération brute perçue pendant les douze (12) derniers mois précédant la date de cessation de ses fonctions au sein de la Société. La Société se réserve le droit de renoncer au bénéfice de cette clause de non-concurrence.

Il est précisé que le versement de l'indemnité de non-concurrence est exclu dès lors que le dirigeant fait valoir ses droits à la retraite. En tout état de cause, aucune indemnité ne peut être versée au-delà de 65 ans.

#### ASSURANCE CHÔMAGE

Monsieur Xavier Barbaro bénéficie d'une assurance chômage souscrite depuis le 1<sup>er</sup> mai 2017 auprès d'Axa France, lui assurant une indemnisation, sur une période de douze mois, équivalente à 70% de sa rémunération brute annuelle.

#### ENGAGEMENT DE TOUTE NATURE PRIS PAR LA SOCIÉTÉ AU BÉNÉFICE DE SES MANDATAIRES SOCIAUX

Néant.

### 6.3.4 MONTANT DES SOMMES PROVISIONNÉES OU CONSTATÉES PAR LA SOCIÉTÉ OU SES FILIALES AUX FINS DE VERSEMENT DE PENSIONS, DE RETRAITES OU D'AUTRES AVANTAGES

La Société n'a provisionné aucune somme au titre de versements de pensions, de retraites ou autres avantages similaires au profit de ses mandataires sociaux.

### 6.3.5 PRINCIPES ET LES CRITÈRES DE DÉTERMINATION, DE RÉPARTITION ET D'ATTRIBUTION DES ÉLÉMENTS DE RÉMUNÉRATION DU PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL EN 2019

Le Conseil d'administration réuni le 17 avril 2019 a décidé d'approuver la proposition du Comité des nominations et des rémunérations de reconduire pour l'exercice 2019 la structure générale de la rémunération du Président-directeur général applicable au titre de l'exercice 2018, sous réserve de quelques modifications mineures exposées ci-après.

#### RÉMUNÉRATION FIXE

Le montant de rémunération fixe brute du Président-directeur général sera maintenu, soit un montant de 200 000 euros par an.

#### RÉMUNÉRATION VARIABLE

S'agissant de la rémunération variable brute, il est proposé qu'elle soit basée à hauteur de 75% sur des critères quantitatifs et à hauteur de 25% sur des critères qualitatifs, dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles fixés par référence au budget de la Société, tel qu'approuvé par le Conseil d'administration et, s'agissant du critère de MW *awarded*, sur la base de l'objectif cible fixé par le Conseil d'administration. Les critères quantitatifs proposés permettent de corréler le montant de la rémunération variable annuelle du Président-directeur général aux performances réalisées par le Groupe. Les critères qualitatifs permettent quant à eux de prendre en considération (i) d'une part, l'amélioration du respect par la Société des exigences en matière sociale et environnementale dont l'importance ne cesse de croître et qui constituent une préoccupation importante pour le Groupe dont l'activité est axée sur le développement des énergies renouvelables et (ii) d'autre part, les qualités de leadership dont le Président-directeur général a fait preuve afin de contribuer au développement du Groupe.

Le montant de la rémunération variable annuelle serait égal à 100% de la rémunération fixe annuelle en cas d'atteinte des critères quantitatifs et des critères qualitatifs fixés par le Conseil d'administration, étant précisé qu'en cas de surperformance, le montant maximum de la rémunération variable ne pourra pas excéder un montant correspondant à 200% de la rémunération brute fixe annuelle.

#### S'agissant des critères quantitatifs :

Les critères quantitatifs retenus représenteraient 75% de la rémunération brute variable annuelle dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles et seraient appréciés s'agissant du critère de chiffre d'affaires et de critère d'EBITDA au vu de la réalisation du budget arrêté par le Conseil d'administration.

Pour chaque critère défini ci-après (i) un seuil de déclenchement par rapport à l'objectif fixé est prévu, (ii) en cas de surperformance dudit critère par rapport à l'objectif fixé, la pondération afférente de ce critère sera accrue afin de tenir compte de cette surperformance et (iii) un seuil maximal de surperformance par rapport à l'objectif fixé est prévu.

Ces critères sont les suivants :

- Critère de chiffre d'affaires :  
à hauteur de 15% de la rémunération brute variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du niveau de chiffre d'affaires atteint, avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 90% du montant de chiffre d'affaires prévu au budget arrêté par le Conseil d'administration ainsi que les conditions de surperformance suivantes :
  - si le niveau de chiffre d'affaires est compris entre 90% et 100% (inclus) du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, le pourcentage réalisé sera pris en considération de manière linéaire. Ainsi, à titre d'exemple, en cas d'atteinte de 95% du montant du chiffre d'affaires cible, ce critère permettra au Président-directeur général de se voir verser 50% du montant cible de rémunération brute variable annuelle au titre de ce critère (c'est-à-dire, 7,5% du montant de sa rémunération brute fixe annuelle), soit 15 000 euros,
  - si le niveau de chiffre d'affaires dépasse 100% du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, un coefficient multiplicateur de deux s'applique au pourcentage de surperformance réalisé (i.e., le pourcentage compris entre 100% et le niveau atteint). Ainsi, à titre d'exemple, en cas d'atteinte de 120% du montant du chiffre d'affaires cible, ce critère permettra au Président-directeur général de se voir verser 15% de 140% (i.e., 100% du montant cible majoré du pourcentage de surperformance (20%) multiplié par deux) de sa rémunération brute fixe annuelle, soit 42 000 euros. Il est précisé que le niveau de surperformance pris en compte aux fins du présent calcul ne peut excéder 125% du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, de sorte que le montant maximum susceptible d'être dû en cas de surperformance au titre de ce critère ne saurait excéder 15% de 150% de sa rémunération brute fixe annuelle, soit 45 000 euros ;
- Critère d'EBITDA :  
à hauteur de 30% de la rémunération brute variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du niveau d'EBITDA atteint, avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 90% du montant d'EBITDA prévu au budget arrêté par le Conseil d'administration (avec application linéaire au montant cible du pourcentage atteint entre 90% et 100%) et des conditions de surperformance identiques *mutatis mutandis* à celles prévues pour le critère de chiffre d'affaires, étant précisé que le montant

maximum susceptible d'être dû en cas de surperformance au titre de ce critère ne saurait excéder 30% de 150% de sa rémunération brute fixe annuelle, soit 90 000 euros ;

• Critère de Nouveaux MW *awarded* :

à hauteur de 30% de la rémunération brute variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du nombre de nouveaux MW en phase *awarded* (incluant également tous les nouveaux MW acquis dans le cadre d'éventuelles opérations de croissance externe ainsi que les nouveaux MW étant passés directement à la phase *under construction* sans être passés par la phase *awarded* et les nouveaux MW correspondant à la capacité incrémentale dans le cadre des projets de *repowering*) (les « Nouveaux MW »), avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 50% du nombre de MW en phase *awarded* cible prévu par le Conseil d'administration (le « **Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW Awarded** », tel que décrit ci-après) et les conditions de surperformance suivantes :

- si le nombre de Nouveaux MW est compris entre 50% et 100% (inclus) du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* pour l'exercice concerné, le pourcentage réalisé sera pris en considération de manière linéaire. Ainsi, à titre d'exemple, si le nombre de nouveaux MW atteint 70% dudit Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded*, ce critère permettra au Président-directeur général de se voir verser 40% du montant cible de rémunération brute variable au titre de ce critère (c'est-à-dire, 30% de sa rémunération fixe annuelle), soit 24 000 euros,
- si le nombre de Nouveaux MW dépasse 100% du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* pour l'exercice concerné, un coefficient multiplicateur de deux s'applique au pourcentage de surperformance réalisé (i.e., le pourcentage compris entre 100% et le niveau atteint). Ainsi, à titre d'exemple, si le nombre de Nouveaux MW atteint 200% du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded*, ce critère permettra au Président-directeur général de se voir verser 30% de 300% (i.e., 100% ajouté au pourcentage de surperformance (i.e., 100%) multiplié par deux) de sa rémunération brute fixe annuelle, soit 180 000 euros. Il est précisé que le niveau de surperformance pris en compte aux fins du présent calcul ne peut excéder 250% du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* pour l'exercice concerné, de sorte que le montant maximum susceptible d'être dû en cas de surperformance de ce critère ne saurait excéder 30% de 400% (i.e., 100% majoré du pourcentage de surperformance maximal (150%) multiplié par deux) de sa rémunération brute fixe annuelle, soit 240 000 euros.

Le Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* est défini par le Conseil d'administration. Dans la mesure où en raison du report puis de l'annulation de l'appel d'offres mexicain le Groupe n'a pas pu remporter 402 MW au titre du projet Puebla, malgré la prise en compte de ce projet dans le cadre du budget 2018, le Comité des nominations et des rémunérations recommande au Conseil d'administration de fixer le Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* aux fins de la rémunération variable au titre des exercices 2019 et

2020 à 901 MW par an. Le Conseil d'administration aura la faculté d'ajuster l'objectif de Nouveaux MW *Awarded* pour tenir compte du nombre d'appels d'offres auxquels la Société aura pu participer au cours de l'exercice, par rapport au nombre d'appels d'offres pris en compte dans le budget 2019.

**S'agissant des critères qualitatifs :**

Les critères de performance qualitatifs retenus représenteraient 25% de la rémunération brute variable annuelle du Président-directeur général (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles) et prennent en compte :

- le *leadership* de la direction générale de la Société, sa capacité à entraîner la Société et à la fédérer autour d'un projet de croissance et d'internationalisation et sa capacité à représenter la Société vis-à-vis de l'extérieur ; et
- afin de se conformer aux exigences du Code AFEP-MEDEF, le respect d'un objectif RSE, à savoir le déploiement de la stratégie RSE permettant d'appliquer les meilleurs standards en matière de gouvernance et des pratiques sociales et environnementales.

**AVANTAGES EN NATURE ET AUTRES ÉLÉMENTS DE RÉMUNÉRATION**

Il est rappelé que le Président-directeur général bénéficie d'un véhicule de fonction d'une valeur maximum de 6 000 euros par an.

Monsieur Xavier Barbaro continuera de bénéficier des autres conditions de son mandat de Président-directeur général fixées à l'occasion de la nomination au mandat de Président-directeur général, telles qu'arrêtées par le Conseil d'administration lors de sa réunion du 12 septembre 2018 (retraite supplémentaire à cotisations définies à compter de sa mise en place pour les cadres dirigeants de la Société, indemnité de départ (6 mois de rémunération fixe et variable moyenne) et indemnité de non-concurrence de 12 mois (en contrepartie d'une compensation financière mensuelle égale à 70% de la rémunération mensuelle moyenne).

En application de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, seront soumis à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires statuant sur les comptes 2018 les principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature, attribuables au Président-directeur général en raison de l'exercice de son mandat pour l'exercice 2019 et constituant la politique de rémunération le concernant :

« **9<sup>ème</sup> résolution** (*Approbation des principes et critères de détermination, répartition et attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature attribuables au Président-directeur général, au titre de l'exercice 2019*)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, conformément à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, approuve les principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble d'éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les autres avantages de toute nature attribuables au Président-directeur général, au titre de l'exercice 2019, tels que présentés dans ce rapport. »

## 6.4 AUTRES INFORMATIONS

6.4.1 LISTE DES DÉLÉGATIONS EN COURS DE VALIDITÉ ACCORDÉES  
PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DANS LE DOMAINE DES AUGMENTATIONS  
DE CAPITAL (COMPRENANT LES UTILISATIONS FAITES)

Titres concernés Date d'assemblée générale (durée de l'autorisation/délégation et expiration)	Montant maximum d'augmentation de capital et modalités de détermination du prix	Utilisation des délégations au cours de l'exercice
<b>Émissions avec droit préférentiel</b>		
<p><i>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter de capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme (A)</i></p> <p>AG du 2 octobre 2018 5<sup>ème</sup> résolution 26 mois</p>	<p><b>20 millions d'euros</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros</p>	
<p><i>Délégation de compétence à l'effet d'augmentation le capital social par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou toutes autres sommes (B)</i></p> <p>AG du 2 octobre 2018 9<sup>ème</sup> résolution 26 mois</p>	<p><b>20 millions d'euros</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros</p>	
<b>Émissions avec suppression ou sans droit préférentiel</b>		
<p><i>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, par offre au public (C)</i></p> <p>AG du 2 octobre 2018 6<sup>ème</sup> résolution 26 mois</p>	<p><b>60 millions d'euros</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros</p> <p><b>Détermination du prix</b></p> <p>En cas d'émission concomitante à l'admission des titres sur le marché réglementé : pratique de marché habituelle dans le cadre d'un placement global (confrontation de l'offre de titres et des demandes de souscription)</p> <p>En cas d'émission ultérieure :</p> <p>Actions : au moins égal au minimum prévu par les dispositions réglementaires applicables au jour de l'émission (à date, moyenne pondérée des cours des trois dernières séances de bourse sur le marché réglementé d'Euronext Paris précédant la fixation du prix de souscription de l'augmentation de capital moins 5%)</p> <p>Valeurs mobilières donnant accès au capital : au moins égal au prix de souscription minimum décrit ci-dessus</p>	<p>Utilisation au cours de l'exercice : 54 545 454 euros<sup>(1)</sup></p>

Titres concernés Date d'assemblée générale (durée de l'autorisation/délégation et expiration)	Montant maximum d'augmentation de capital et modalités de détermination du prix	Utilisation des délégations au cours de l'exercice
<p><b>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, par placement privé visé à l'article L. 411-2, II du Code monétaire et financier (D)</b></p> <p>AG du 2 octobre 2018 7<sup>ème</sup> résolution 26 mois</p>	<p><b>10 millions d'euros</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros</p> <p><b>Détermination du prix</b></p> <p>Actions : au moins égal au minimum prévu par les dispositions réglementaires applicables au jour de l'émission (à date, moyenne pondérée des cours des trois dernières séances de bourse sur le marché réglementé d'Euronext Paris précédant la fixation du prix de souscription de l'augmentation de capital moins 5%) Valeurs mobilières donnant accès au capital : au moins égal au prix de souscription minimum décrit ci-dessus</p>	
<p><b>Délégation de pouvoirs à l'effet d'émettre des actions et/ou des valeurs mobilières donnant accès immédiatement ou à terme à des actions à émettre par la Société en rémunération d'apports en nature constitués de titres de capital ou de valeurs mobilières donnant accès au capital (E)</b></p> <p>AG du 2 octobre 2018 8<sup>ème</sup> résolution 26 mois</p>	<p><b>10% du capital social</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros</p>	<p>Condition suspensive de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris</p>
<p><b>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme réservée aux adhérents de plans d'épargne (F)</b></p> <p>AG du 2 octobre 2018 11<sup>ème</sup> résolution 26 mois</p>	<p><b>1% du capital social</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros</p> <p><b>Détermination du prix</b></p> <p>Conditions prévues aux articles L. 3332-18 et suivants du code du travail, soit un prix au moins égal à 80% de la moyenne des cours cotés aux vingt séances de bourse précédant la décision fixant la date d'ouverture de souscription. En cas de durée d'indisponibilité supérieure ou égale à 10 ans prévue par le plan d'épargne, prix au moins égal à 70% de cette référence</p>	
<p><b>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, réservée aux collaborateurs du Groupe à l'étranger (G)</b></p> <p>AG du 2 octobre 2018 14<sup>ème</sup> résolution 18 mois</p>	<p><b>1% du capital social</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros</p> <p><b>Détermination du prix</b></p> <p>Moyenne des cours cotés aux vingt séances de bourse précédant le jour de la décision fixant la date d'ouverture de la souscription</p>	
<p><b>Délégation de compétence à donner au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, réservée à Impala SAS (H)</b></p> <p>AG du 2 octobre 2018 15<sup>ème</sup> résolution 18 mois</p>	<p><b>10 millions d'euros</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros</p> <p><b>Détermination du prix</b></p> <p>Pratique de marché habituelle dans le cadre d'un placement global (confrontation de l'offre de titres et des demandes de souscription)</p>	<p>Utilisation au cours de l'exercice : 6 500 402 euros<sup>(1)</sup></p>



Titres concernés Date d'assemblée générale (durée de l'autorisation/délégation et expiration)	Montant maximum d'augmentation de capital et modalités de détermination du prix	Utilisation des délégations au cours de l'exercice
<b>Émissions avec droit préférentiel ou avec suppression du droit préférentiel</b>		
<b>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription (I)</b> AG du 2 octobre 2018 10 <sup>ème</sup> résolution 26 mois	<b>Plafond égal à la limite prévue par la réglementation applicable (15% de l'émission initiale)</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros	
<b>Attribution gratuite d'actions ou options de souscription</b>		
<b>Autorisation à l'effet de 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 (J)</b> AG du 2 octobre 2018 12 <sup>ème</sup> résolution 38 mois	<b>2% du capital social</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros	
<b>Autorisation à l'effet de 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 (K)</b> AG du 2 octobre 2018 13 <sup>ème</sup> résolution 38 mois	<b>2% du capital social</b> <b>(A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K)</b> étant limité à 125 millions d'euros  <b>Détermination du prix</b> Options de souscription : prix au moins égal à 80% de la moyenne des cours cotés aux vingt séances de bourse précédant la décision d'octroi Options d'achat : prix au moins égal à 80% de la moyenne des cours cotés aux vingt séances de bourse précédant la décision d'octroi, et au moins égal à 80% du cours moyen d'achat des actions détenues au titre des articles L. 225-208 et L. 225-209 du Code de commerce	

(1) Augmentations de capital réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société, par décision du Conseil d'administration en date du 16 octobre 2018.

## 6.4.2 CONVENTIONS CONCLUES PAR DES DIRIGEANTS OU ACTIONNAIRES AVEC DES FILIALES OU SOUS-FILIALES DE NEOEN

En application de l'article L. 225-37-4 du Code de commerce, le rapport sur le gouvernement d'entreprise doit mentionner, sauf lorsqu'elles sont des conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales, les conventions conclues, directement ou par personne interposée entre, d'une part, le directeur général, un administrateur, ou un actionnaire disposant de plus de 10% des droits de vote de la Société et, d'autre part, une autre société dont Neoen possède, directement ou indirectement, plus de la moitié du capital.

La Société n'a pas connaissance de l'existence de telles conventions.

## 6.4.3 PRINCIPALES OPÉRATIONS AVEC LES APPARENTÉS

### 6.4.3.1 CONVENTIONS CONCLUES ENTRE LA SOCIÉTÉ ET SES ACTIONNAIRES

#### Engagements de garantie pris par Impala au bénéfice de la Société

Afin de permettre à la Société de développer ses capacités de financement corporate, Impala SAS, actionnaire principal de la Société, a souscrit plusieurs engagements de garanties, sous la forme de cautionnements solidaires, de lettres d'intention ou de garanties à première demande, envers des établissements bancaires, de garantie de lignes de crédit ou découverts en compte courant octroyés à la Société (pour plus d'informations, se reporter à la section 2.2.1 « Endettement du Groupe » et à la note 34 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018 du présent document).

#### **Convention d'assistance technique et administrative conclue entre la Société et Impala**

Le 10 mai 2012, la Société et son actionnaire principal, Impala SAS, ont conclu une convention d'assistance technique et administrative en faveur de la Société aux termes de laquelle Impala SAS s'est engagée à fournir les services suivants à la Société :

- conseils en matière de stratégie de financement et de garantie du Groupe et aide à la négociation de toute ligne de financements et garanties auprès de partenaires financiers ;
- représentation des intérêts de la Société auprès des administrations centrales et/ou locales et autorités de régulation.

En contrepartie de ces services, la convention prévoit le versement par la Société à Impala SAS d'une redevance forfaitaire trimestrielle de 25 000 euros hors taxe, révisable annuellement par accord entre les parties. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, Impala SAS a facturé 100 000 euros hors taxe à la Société au titre de ces redevances.

#### **Convention d'animation stratégique conclue entre la Société et Impala**

La Société et son actionnaire principal, Impala SAS, ont conclu, le 2 janvier 2017, une convention d'animation stratégique par laquelle

Impala SAS s'est engagée à fournir les prestations suivantes de holding animatrice du Groupe :

- définition de la politique générale et des principes organisationnels du Groupe ;
- définition de la stratégie économique, commerciale et financière du Groupe ;
- définition de la politique de développement du Groupe et des moyens à mettre en œuvre (croissance externe, diversification, création d'établissements, opportunités d'accroissement et de prises de participation, investissements etc) ;
- définition de la politique de communication du Groupe (marketing, publicité etc).

Depuis la conclusion de la convention ces prestations n'ont pas donné lieu à rémunération de la part de la Société.

#### **Contrats de sous-location immobilière**

Dans l'exercice de ses activités, la Société a loué des bâtiments administratifs et des bureaux auprès de son principal actionnaire, la société Impala SAS ainsi qu'auprès de la société Eiffel Investment Group SAS, société affiliée à Impala SAS. Ces contrats ont tous les deux pris fin le 29 août 2018.

### **6.4.3.2 CONVENTIONS CONCLUES ENTRE LA SOCIÉTÉ ET SES FILIALES**

#### **Groupes d'intégration fiscale**

La Société ainsi que certaines de ses filiales directes françaises détenues à plus de 95% forment un groupe d'intégration fiscale mis en place en application des dispositions des articles 223 A et suivants du Code général des impôts. La Société est seule redevable de l'impôt dû par l'ensemble des sociétés membres du groupe intégré en tant que société tête du groupe. Les filiales intégrées versent à la Société l'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration fiscale, calculé selon les règles de droit commun telles qu'elles s'appliqueraient en l'absence d'intégration fiscale.

Neuf autres groupes d'intégration fiscale français ont également été mis en place en France entre chacune des neuf sociétés de développement relatives au projet Cestas en tant que société tête de groupe et les sociétés de projets détenues à plus de 95% par la société de développement concernée. La création de ces groupes a donné lieu à la conclusion de conventions d'intégration fiscale aux termes desquelles les filiales intégrées versent à la société tête de groupe, l'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration fiscale, calculé selon les règles de droit commun telles qu'elles s'appliqueraient en l'absence d'intégration fiscale.

Par ailleurs, le Groupe a également mis en place certains groupes de consolidation fiscale à l'étranger, notamment en Australie au sein desquels la société tête de groupe est seule redevable de l'impôt dû par l'ensemble des sociétés membres du groupe. La création de ces groupes a donné lieu à la conclusion de conventions de consolidation fiscale entre la société tête de groupe et chacune des sociétés membres du groupe pour régler la contribution des filiales à l'impôt d'ensemble en fonction d'une clé de répartition déterminée conformément à la réglementation locale et selon le principe d'une « répartition équitable ».

#### **Conventions conclues entre la Société et les sociétés de projets**

Dans le cadre de ses activités, la Société a vocation à conclure, directement ou par le biais de ses holdings intermédiaires, l'ensemble des contrats nécessaires au développement, au financement et à l'opération des installations photovoltaïques, éoliennes, biomasse et de stockage portées par ces dernières. Ces contrats prévoient généralement la fourniture de services suivants :

- services de développement du projet et d'assistance en phase de construction, qui recouvrent notamment l'assistance dans l'obtention des permis d'urbanisme et environnementaux, la réalisation des études de faisabilité, des diagnostics et des études d'impact, les relations avec les parties prenantes du projet (voisinage, autorités locales, etc.), la sélection et les relations avec le contractant EPC ou les essais techniques liés à la réception provisoire et/ou définitive de l'installation ;
- services de gestion administrative et financière ;
- services de supervision de l'opération et de la maintenance de l'installation qui recouvrent notamment la gestion et le suivi des relations avec le prestataire O&M, le traitement des informations concernant le raccordement de l'installation au réseau ou encore la réalisation des travaux et des études d'amélioration de la performance de l'installation.

Ces conventions sont considérées par le Groupe comme des conventions courantes conclues à des conditions normales.

Par ailleurs, dans le cadre du financement des projets, la Société (ou l'une de ses holdings intermédiaires ou sociétés de développement) octroie généralement des avances en compte courant aux sociétés de projets. Les conventions y afférentes prévoient généralement un intérêt compris entre 5% et 10% (à l'exception de certains projets australiens pour lesquels les taux sont généralement compris entre 10% et 15%), en ligne avec les taux d'intérêts pour des dettes à niveau de subordination équivalent. Les avances en compte courant sont subordonnées aux financements seniors et sont remboursables à vue sur simple demande du Groupe, sous réserve néanmoins des covenants financiers prévus dans les contrats de financement, pour les projets situés en France ou à échéance pour les projets situés à l'international. Dans ce second cas, les conventions y afférentes comportent des cas usuels d'exigibilité anticipée. Elles sont généralement considérées par le Groupe comme des conventions courantes conclues à des conditions normales, mais font chacune l'objet d'une analyse au regard des dispositions de l'article L. 225-38 du code de commerce relatif aux conventions réglementées.

#### 6.4.4 ÉLÉMENTS SUSCEPTIBLES D'AVOIR UNE INCIDENCE EN CAS D'OFFRE PUBLIQUE

Conformément à l'article L. 225-37-5 du Code de commerce, la Société doit exposer et, le cas échéant, expliquer les éléments susceptibles d'avoir une incidence, en cas d'offre publique d'achat ou d'échange. Parmi ces éléments figurent les accords conclus par la Société qui sont modifiés ou prennent fin en cas de changement de contrôle de la Société. Ainsi, il existe des clauses de changement de contrôle dans les contrats de financement.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autres éléments susceptibles d'avoir une incidence, en cas d'offre publique d'achat ou d'échange.





# 07



## CAPITAL ET ACTIONNARIAT

7.1	RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LA SOCIÉTÉ	266	7.2.9	Conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré	269
7.1.1	Dénomination sociale	266	7.2.10	Capital social de toute société du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord prévoyant de le placer sous option	269
7.1.2	Siège social	266	7.2.11	Programme de rachat par Neoen de ses propres actions	269
7.1.3	Forme juridique	266	7.2.12	Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital de la Société	270
7.1.4	Législation	266	7.2.13	Actions non représentatives du capital	270
7.1.5	Durée	266	7.2.14	Évolution du capital social	271
7.1.6	Objet social	266	7.2.15	Aliénation d'actions	272
7.1.7	Registre du commerce et des sociétés	266	7.2.16	Nantissements	272
7.1.8	Lieu où peuvent être consultés les documents et renseignements relatifs à la Société	266	7.3	ACTIONNARIAT	272
7.1.9	Exercice social	266	7.3.1	Répartition du capital et des droits de vote	272
7.1.10	Répartition statutaire des bénéfices	266	7.3.2	Engagements de conservation des titres pris par les actionnaires dans le cadre de l'introduction en bourse	273
7.1.11	Assemblées générales	267	7.3.3	Obligation de détention des actions de la Société	273
7.1.12	Droits de vote des actionnaires	267	7.3.4	Franchissements de seuils légaux et/ou statutaires	273
7.1.13	Déclaration d'intention	267	7.3.5	Évolution de l'actionariat sur trois ans	274
7.2	CAPITAL	268	7.3.6	Structure de contrôle	275
7.2.1	Capital social	268	7.3.7	Accords susceptibles d'entraîner un changement de contrôle	275
7.2.2	Capital potentiel	268	7.3.8	Dividendes	275
7.2.3	Titres non représentatifs de capital	268	7.4	MARCHÉ DU TITRE ET RELATIONS AVEC LES ACTIONNAIRES	276
7.2.4	Conditions fixées par le Conseil d'administration relatives à l'exercice des options de souscription ou d'achat d'actions octroyés aux dirigeants	268	7.4.1	Marché du titre (informations boursières)	276
7.2.5	Conditions fixées par le Conseil d'administration relatives à la cession des actions attribuées gratuitement aux dirigeants	268	7.4.2	Relations avec les actionnaires	277
7.2.6	État récapitulatif des opérations réalisées au cours de l'exercice par les dirigeants ou personnes assimilées sur les titres de la Société ou sur des instruments financiers liés	268			
7.2.7	Auto-contrôle, auto-détention et acquisition par la Société de ses propres actions	269			
7.2.8	Autres titres donnant accès au capital	269			



## 7.1 RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LA SOCIÉTÉ

### 7.1.1 DÉNOMINATION SOCIALE

La dénomination sociale de la Société est « Neoen ».

### 7.1.2 SIÈGE SOCIAL

Le siège social de la Société est situé 6 rue Ménars, 75002 Paris.

### 7.1.3 FORME JURIDIQUE

Jusqu'au 12 septembre 2018, la Société était une société par actions simplifiée dotée d'un Comité de surveillance statutaire. À la date du présent document, 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.

### 7.1.4 LÉGISLATION

Société anonyme constituée sous le régime de la législation française.

### 7.1.5 DURÉE

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.

### 7.1.6 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.

### 7.1.7 REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS

La Société est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 508 320 017.

### 7.1.8 LIEU OÙ PEUVENT ÊTRE CONSULTÉS LES DOCUMENTS ET RENSEIGNEMENTS RELATIFS À LA SOCIÉTÉ

Les renseignements concernant la Société et notamment les statuts, bilans, compte de résultats, rapport du Conseil d'administration aux Assemblées et rapport des commissaires aux comptes peuvent être consultés sur demande au siège social de la Société.

### 7.1.9 EXERCICE SOCIAL

L'exercice social commence le 1<sup>er</sup> janvier et se termine le 31 décembre de chaque année.

### 7.1.10 RÉPARTITION STATUTAIRE DES BÉNÉFICES

(Voir article 24 des statuts)

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.

## 7.1.11 ASSEMBLÉES GÉNÉRALES

(Voir article 21 des statuts)

Les assemblées générales sont convoquées et réunies dans les conditions fixées par la loi.

Les réunions ont lieu au siège social ou en tout autre lieu précisé dans l'avis de convocation.

Tout actionnaire, quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, a le droit de participer aux assemblées dans les conditions fixées par la loi et les présents statuts, sur justification de son identité et de l'inscription en compte des actions à son nom ou au nom de l'intermédiaire inscrit pour son compte dans les conditions prévues par la loi.

L'actionnaire, à défaut d'assister personnellement à l'assemblée, peut choisir entre l'une des trois formules suivantes :

- donner une procuration à un autre actionnaire ou à son conjoint ; ou
  - voter par correspondance ; ou
  - adresser une procuration à la Société sans indication de mandat ;
- dans les conditions prévues par la loi et les règlements.

Le Conseil d'administration peut organiser, dans les conditions prévues par la loi et les règlements en vigueur, la participation et le vote des actionnaires aux assemblées par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant leur identification. Si le Conseil d'administration décide d'exercer cette faculté pour une assemblée donnée, il est fait état de cette décision du Conseil d'administration dans l'avis de réunion et/ou de convocation. Les actionnaires participant aux assemblées par visioconférence ou par l'un quelconque des autres moyens de télécommunication visés ci-dessus, selon le choix du Conseil d'administration, sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité.

Les assemblées sont présidées par le président du Conseil d'administration ou, en son absence, par un administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'assemblée désigne elle-même son président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents, et acceptant ces fonctions, qui disposent du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi.

L'assemblée générale ordinaire ne délibère valablement que si les actionnaires présents ou représentés ou votant par correspondance ou par des moyens électroniques de télécommunication possèdent au moins, sur première convocation, le cinquième des actions ayant le droit de vote. Sur deuxième convocation, aucun quorum n'est requis.

Les délibérations de l'assemblée générale ordinaire sont prises à la majorité des voix des actionnaires présents ou représentés.

L'assemblée générale extraordinaire ne délibère valablement que si les actionnaires présents, ou représentés, ou ayant voté par correspondance ou par des moyens électroniques de télécommunication possèdent au moins, sur première convocation, le quart et, sur deuxième convocation, le cinquième des actions ayant le droit de vote. À défaut de ce dernier quorum, la deuxième assemblée peut être prorogée à une date postérieure de deux mois au plus à celle à laquelle elle avait été convoquée, avec la même exigence de quorum d'un cinquième.

Les délibérations de l'assemblée générale extraordinaire sont prises à la majorité de deux tiers des actionnaires présents ou représentés.

Les copies ou extraits des procès-verbaux de l'assemblée sont valablement certifiés par le président du Conseil d'administration, par un administrateur exerçant les fonctions de Directeur général ou par le secrétaire de l'assemblée.

Les assemblées générales ordinaires et extraordinaires exercent leurs pouvoirs respectifs dans les conditions prévues par la loi.

## 7.1.12 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. 225-123 du Code de commerce, prévoient que les actions de la Société n'ouvrent pas droit à un droit de vote double au profit des actionnaires de la Société.

## 7.1.13 DÉCLARATION D'INTENTION

Néant.

## 7.2 CAPITAL

### 7.2.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2018, le capital est fixé à la somme de 169 914 996 euros et représenté par 84 957 498 actions d'une valeur nominale de 2 euros chacune, de même catégorie et entièrement libérées.

Pour rappel, un regroupement d'actions à raison de deux actions anciennes pour une action nouvelle a été décidé lors de l'assemblée générale de la Société du 12 septembre 2018 et a été mis en œuvre le 1<sup>er</sup> octobre 2018, portant ainsi la valeur nominale unitaire par action de 1 euro à 2 euros.

### 7.2.2 CAPITAL POTENTIEL

Au 31 décembre 2018, le capital potentiel se décompose de la manière suivante :

- 786 698 actions au titre des plans d'actions gratuites ;
- 528 750 au titre des plans d'options de souscription.

Soit un total d'actions potentielles de 1 315 448.

La dilution potentielle maximale en cas d'émission de la totalité des actions résultant des actions gratuites et des options de souscription s'élève à 1,55% du capital social au 31 décembre 2018.

### 7.2.3 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DE CAPITAL

Au 31 décembre 2018, la Société n'a émis aucun titre non représentatif de capital.

### 7.2.4 CONDITIONS FIXÉES PAR LE CONSEIL D'ADMINISTRATION RELATIVES À L'EXERCICE DES OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D' ACTIONS OCTROYÉS AUX DIRIGEANTS

Néant.

### 7.2.5 CONDITIONS FIXÉES PAR LE CONSEIL D'ADMINISTRATION RELATIVES À LA CESSION DES ACTIONS ATTRIBUÉES GRATUITEMENT AUX DIRIGEANTS

Au 31 décembre 2018, les actions gratuites détenues par Monsieur Xavier Barbaro, lui ont été attribuées avant la transformation de la Société et l'admission de ses titres aux négociations sur un marché réglementé.

### 7.2.6 ÉTAT RÉCAPITULATIF DES OPÉRATIONS RÉALISÉES AU COURS DE L'EXERCICE PAR LES DIRIGEANTS OU PERSONNES ASSIMILÉES SUR LES TITRES DE LA SOCIÉTÉ OU SUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS LIÉS

Personne	Instrument financier	Date opération	PU (en euros)	Nature opération	Volume opération
Olga Kharitonova	Actions	18/10/2018	16,50000	Acquisition	1 500
BPI France Investissement	Actions	18/10/2018	16,50000	Cession	(1 506 916)
Olga Kharitonova	Actions	22/10/2018	16,50000	Acquisition	1 500
Serge Stepanov	Actions	22/10/2018	16,50000	Cession	(120 000)
Xavier Barbaro	Actions	22/10/2018	16,50000	Cession	(278 150)
Xavier Barbaro	Actions	22/10/2018	16,50000	Cession	(21 850)
Paul-François Croisille	Actions	22/10/2018	16,50000	Cession	(37 500)
Impala SAS	Actions	22/10/2018	16,50000	Acquisition	13 484 145
Impala SAS	Actions	22/10/2018	16,50000	Acquisition	457 500
Stéphanie Levan	Actions	23/10/2018	18,00000	Acquisition	1 950
Stéphanie Levan	Actions	23/10/2018	17,50000	Acquisition	1 550
Impala SAS	Actions	23/10/2018	17,79456	Acquisition	100 000
Impala SAS	Actions	23/10/2018	16,50000	Prêt	1 043 984
Hélène Lee Bouygues	Actions	26/10/2018	17,30000	Acquisition	632
BPI France Investissement	Actions	20/11/2018	16,50000	Cession	(1 043 984)
Impala SAS	Actions	20/11/2018	16,50000	Cession	(1 043 984)
Hélène Lee Bouygues	Actions	10/12/2018	17,80000	Acquisition	1 000

## 7.2.7 AUTO-CONTRÔLE, AUTO-DÉTENTION ET ACQUISITION PAR LA SOCIÉTÉ DE SES PROPRES ACTIONS

Au 31 décembre 2018, aucune action de la Société n'est détenue par l'une de ses filiales ou par un tiers pour son compte. Au 31 décembre 2018, la Société détient 150 658 de ses actions, représentant 0,17% (sur la base du capital social au 31 décembre 2018), dont 3 592 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité. Ces actions sont dépourvues de droit de vote.

## 7.2.8 AUTRES TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL

### 7.2.8.1 OPTIONS DE SOUSCRIPTION D'ACTIONS

Au 31 décembre 2018, l'assemblée générale de la Société du 2 octobre 2018, au titre de sa treizième 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.

### 7.2.8.2 ATTRIBUTIONS GRATUITES D'ACTIONS

Au 31 décembre 2018, l'assemblée générale de la Société du 2 octobre 2018, au titre de sa douzième 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.

## 7.2.9 CONDITIONS RÉGISSANT TOUT DROIT D'ACQUISITION ET/OU TOUTE OBLIGATION ATTACHÉ(E) AU CAPITAL SOUSCRIT, MAIS NON LIBÉRÉ

Néant.

## 7.2.10 CAPITAL SOCIAL DE TOUTE SOCIÉTÉ DU GROUPE FAISANT L'OBJET D'UNE OPTION OU D'UN ACCORD PRÉVOYANT DE LE PLACER SOUS OPTION

Néant.

## 7.2.11 PROGRAMME DE RACHAT PAR NEOEN DE SES PROPRES ACTIONS

### AUTORISATION DONNÉE PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DU 2 OCTOBRE 2018

L'assemblée générale du 2 octobre 2018 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 1<sup>er</sup> avril 2020.

Le prix unitaire maximum de rachat a été fixé par la quatrième résolution, adopté par l'assemblée générale mixte des actionnaires de la Société le 2 octobre 2018, à 200% du prix des actions offertes au public dans le cadre de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, soit un prix unitaire de 33 euros par action pour un montant maximum de 50 millions d'euros.

Les objectifs de ce programme sont notamment les suivants :

- l'attribution gratuite d'actions dans le cadre des dispositions des articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce et/ou la réduction du capital par annulation de tout ou partie des actions ainsi rachetées ; et
- l'animation du marché secondaire ou de la liquidité des actions de la Société par un prestataire de service d'investissement intervenant dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers.

## BILAN DU PROGRAMME DE RACHAT D'ACTIONS

<i>(en nombre d'actions auto détenues)</i>	Animation boursière	Programme de rachat d'actions	Total
<b>Situations au 31 décembre 2017</b>	<b>0</b>	<b>5 000<sup>(1)</sup></b>	<b>5 000</b>
Achats	25 509	142 066	167 575
Ventes	(21 917)	-	(21 917)
<b>SITUATIONS AU 31 DÉCEMBRE 2018</b>	<b>3 592</b>	<b>147 066</b>	<b>150 658</b>

(1) Nombre d'actions après la mise en œuvre du regroupement d'actions le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

Sur l'ensemble de l'année 2018, 167 575 actions ont été achetées au prix moyen de 18,67 € par action et 21 917 actions ont été vendues au prix moyen de 18,79 € par action. Au 31 décembre 2018, Neoen détient directement ou indirectement 150 658 actions propres, représentant une valeur de 2,7 millions d'euros sur la base de la valeur comptable.

## 7.2.12 ACCORD PRÉVOYANT UNE PARTICIPATION DES SALARIÉS DANS LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ

### ACCORD DE PARTICIPATION

La mise en place d'un accord de participation est obligatoire dans les entreprises de 50 salariés et plus qui dégagent un bénéfice fiscal supérieur à la rémunération de 5% des capitaux propres en application de l'article L. 3322-2 du Code du travail.

En 2018, la Société a conclu un accord de participation avec la délégation unique du personnel, 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).

Le PEE et le PERCO peuvent recevoir les sommes issues de l'accord de participation, 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 PERCO sont indisponibles jusqu'au départ à la retraite du bénéficiaire, sauf cas de déblocage anticipé prévus par la loi.

Conformément à l'article L. 3332-25 du Code du travail, l'épargnant a la possibilité de liquider les avoirs disponibles sur le plan afin de lever des options sur titre attribuées dans les conditions prévues aux articles L. 225-177 ou L. 225-179 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 2018, les salariés ne détiennent pas de participation dans la Société au titre des accords décrits ci-avant.

## 7.2.13 ACTIONS NON REPRÉSENTATIVES DU CAPITAL

Il n'y a aucune action non représentative du capital.

## 7.2.14 ÉVOLUTION DU CAPITAL SOCIAL

Le tableau ci-dessous présente l'historique des modifications du capital social de la Société sur les trois derniers exercices, en tenant compte, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018, du regroupement d'actions, à raison de deux actions anciennes pour une action nouvelle, qui a été décidé lors de l'assemblée générale de la Société du 12 septembre 2018 et mis en œuvre le 1<sup>er</sup> octobre 2018 :

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission par action (en euros)	Nombre d'actions avant opération	Nombre d'actions après l'opération	Valeur nominale (en euros) <sup>(1)</sup>	Capital après opération (en euros) <sup>(1)</sup>
31/03/2016	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	85 817 968	N/A	85 817 968	85 921 638	1	85 921 638
31/05/2016	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	85 921 638	0,39	85 921 638	87 136 678	1	87 046 638
	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	87 046 638	0,20	87 046 638	87 076 638	1	87 076 638
23/06/2016	Augmentation de capital	87 076 638	2	87 076 638	93 743 303	1	93 743 303
22/08/2016	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	93 743 303	N/A	93 743 303	93 773 303	1	93 773 303
	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	93 773 303	0,20	93 773 303	93 822 253	1	93 822 253
16/12/2016	Augmentation de capital	93 822 253	2	93 822 253	103 822 253	1	103 822 253
19/12/2016	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	103 822 253	0,39	103 822 253	103 997 253	1	103 997 253
22/12/2016	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	103 997 253	0,39	103 997 253	104 610 915	1	104 610 915
23/12/2016	Augmentation de capital	104 610 915	2	104 610 915	104 810 915	1	104 810 915
30/12/2016	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	104 810 915	0,39	104 810 875	105 907 569	1	105 907 569
31/01/2017	Augmentation de capital	105 907 569	2	105 907 569	106 157 569	1	106 157 569
	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 157 569	N/A	106 157 569	106 257 569	1	106 257 569
30/06/2017	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 257 569	N/A	106 257 569	106 347 569	1	106 347 569
	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 347 569	0,20	106 347 569	106 373 619	1	106 373 619
	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	106 373 619	0,39	106 373 619	106 523 619	1	106 523 619
04/07/2017	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 523 619	1	106 523 619	106 543 619	1	106 543 619
06/11/2017	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 543 619	N/A	106 543 619	106 618 619	1	106 618 619
	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	106 618 619	0,39	106 618 619	107 328 619	1	107 328 619
29/12/2017	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	107 328 619	0,39	178 381 610	107 746 965	1	107 746 965
	Augmentation de capital (attribution gratuite d'actions)	107 746 965	N/A	107 746 965	107 964 140	1	107 964 140
02/07/2018	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	107 964 140	1	107 964 140	108 719 140	1	108 719 140
	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	108 719 140	0,39	108 719 140	108 794 140	1	108 794 140
18/10/2018	Augmentation de capital (réservée à Impala)	108 794 140	14,50	108 794 140	57 647 271 <sup>(2)</sup>	2	115 294 542
18/10/2018	Augmentation de capital (offre publique)	115 294 542	14,50	57 647 271 <sup>(2)</sup>	84 919 998 <sup>(2)</sup>	2	169 839 996
21/11/2018	Augmentation de capital (levée de stock-options)	169 839 996	N/A	84 919 998 <sup>(2)</sup>	84 957 498 <sup>(2)</sup>	2	169 914 996

(1) Les nombres d'actions figurant dans ce tableau correspondent au nombre d'actions d'une valeur nominale d'un euro avant prise en compte du regroupement d'actions mis en œuvre le 1<sup>er</sup> octobre 2018, à l'exception des augmentations de capital postérieures au regroupement d'actions.

(2) Nombre d'actions après la mise en œuvre du regroupement d'actions intervenu le 1<sup>er</sup> octobre 2018.



## 7.2.15 ALIÉNATION D' ACTIONS

Néant.

## 7.2.16 NANTISSEMENTS

Le lecteur est invité à se référer à la Section 2.2.1 « Endettement du Groupe » du présent document.

# 7.3 ACTIONNARIAT

## 7.3.1 RÉPARTITION 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 2018. Cette description est faite à la connaissance de la Société, sur la base des informations dont elle disposait au 31 décembre 2018 :

Actionnaires	Nombre d'actions	Capital en %	Droits de votes en %
Impala SAS	42 560 000	50,10%	50,19%
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	6 400 000	7,53%	7,55%
Fonds FPCI ETI 2020	4 983 683	5,87%	5,88%
<i>Représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement</i>			
Céleste Management S.A.	2 800 000	3,30%	3,30%
Fonds FPCI Capenergie 3	2 113 195	2,49%	2,49%
<i>Représenté par la société de gestion Omnes Capital</i>			
Direction générale de Neoen	2 802 351	3,30%	3,30%
Auto-détention	150 658	0,17%	-
Flottant	23 147 611	27,24%	27,29%
<b>TOTAL</b>	<b>84 957 498</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

## DÉTENTION PAR LA SOCIÉTÉ IMPALA SAS

La société Impala SAS est une société par actions simplifiée appartenant au groupe Impala fondé en juillet 2011, détenu et dirigé par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille. Le groupe Impala investit dans des projets à fort potentiel de développement, principalement dans quatre secteurs : l'énergie (détention de participations dans Neoen, Castleton Commodities International et Albioma), l'industrie (détention de participations dans Technoplus Industries, Electropoli, P&B Group, ASC Regenity, Arjo Solutions), les marques (détention de participations dans Pull-in, Maison Lejaby et l'Exception) et la gestion d'actifs (détention d'une participation dans Eiffel Investment Group, dans des projets de très forte croissance en Chine, des projets immobiliers en région parisienne, en Espagne, au Luxembourg et un groupe hôtelier au Portugal). Impala est un investisseur qui s'inscrit dans une logique d'accompagnement du management et de développement de l'entreprise sur le long terme.

Le groupe Impala dispose de plus de 1 milliard d'euros de fonds propres.

## 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, en prenant des participations qualifiées de « stratégiques » dans le capital de sociétés françaises. Sept compagnies d'assurances

(BNP Paribas Cardif, CNP Assurances, Crédit Agricole Assurances, SOGECAP (Société Générale Insurance), Groupama, Natixis Assurances et Suravenir) sont aujourd'hui actionnaires du FSP et siègent à son Conseil d'administration. À ce jour le FSP comprend sept compartiments, investis dans le capital des sociétés Arkema, Seb, Safran, Eutelsat Communications, Tikehau Capital, Elior Group et Neoen. Le FSP continue l'étude d'opportunités d'investissement dans le capital de sociétés françaises.

## DÉTENTION PAR LE FONDS FPCI ETI 2020

Filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations et de l'État, Bpifrance accompagne les entrepreneurs et les entreprises, en crédit et en fonds propres, de l'amorçage jusqu'à la cotation en bourse. Le fonds ETI 2020 est un fonds professionnel de capital investissement (FPCI), géré par Bpifrance Investissement, dont l'objectif est d'accompagner sur le long terme les entreprises de taille intermédiaire à potentiel pour accélérer leur émergence et leur développement, renforcer leurs capacités d'innovation et favoriser leur développement à l'international.

## DÉTENTION PAR LA SOCIÉTÉ CÉLESTE MANAGEMENT S.A.

Celeste Management S.A. est un *family office* suisse. Celeste Management S.A. accompagne en particulier dans la durée des acteurs de secteurs résilients dont les transformations nécessitent une vision de long terme telles la transition énergétique, la santé et l'éducation.

## DÉTENTION PAR LE FONDS FPCI CAPENERGIE 3

Capenergie 3 est un fonds professionnel de capital investissement (FPCI), spécialisé dans le domaine des énergies renouvelables. Sa société de gestion, Omnes Capital, est un acteur majeur du capital investissement et de l'investissement en infrastructure notamment dans le domaine des énergies renouvelables avec 3,6 milliards d'euros sous gestion dans ce secteur et 1,5 GW en opération. Filiale de Crédit Agricole S.A. jusqu'en mars 2012, la société Omnes Capital est aujourd'hui détenue par ses salariés.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucun autre actionnaire détenant directement ou indirectement, seul ou de concert, plus de 5% du capital et/ou des droits de vote de la Société.

Aucune des sociétés contrôlées par la Société ne participe à un auto-contrôle de la Société.

## 7.3.2 ENGAGEMENTS DE CONSERVATION DES TITRES PRIS PAR LES ACTIONNAIRES DANS LE CADRE DE L'INTRODUCTION EN BOURSE

En application du contrat de garantie signé le 2 octobre 2018 entre Neoen, les banques garantes dans le cadre de l'introduction en bourse, et certains de ses actionnaires, un engagement de conservation des titres a été pris :

- pour une période expirant 180 jours suivant la date de règlement-livraison de l'offre (ayant eu lieu le 18 octobre 2018) par :
  - FPCI Capenergie II (représenté par Omnes Capital),
  - FPCI Fonds ETI 2020 (représenté par Bpifrance Investissement),

- Impala,
- FPCI Capenergie 3 (représenté par Omnes Capital),
- Le Fonds Stratégique de Participation (FSP),
- Celeste Management S.A. ;
- pour une période expirant 365 jours suivant la date de règlement-livraison de l'offre (ayant eu lieu le 18 octobre 2018) par certains dirigeants.

## 7.3.3 OBLIGATION DE DÉTENTION DES ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ

Conformément au règlement intérieur du Conseil d'administration (article 3.10), chaque membre du Conseil d'administration doit être propriétaire (directement ou indirectement) de 500 (cinq cents) 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 (cinq mille) actions.

## 7.3.4 FRANCHISSEMENTS DE SEUILS LÉGAUX ET/OU STATUTAIRES

(Voir article 10 des statuts)

Outre les seuils prévus par les dispositions légales et réglementaires applicables, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à détenir, ou cesse de détenir, directement ou indirectement, une fraction égale ou supérieure à un pour cent (1%) du capital social ou des droits de vote de la Société, ou tout multiple de ce pourcentage, y compris au-delà des seuils de déclaration prévus par les dispositions légales et réglementaires et jusqu'à 50% du capital ou des droits de votes, doit informer la Société du nombre total d'actions et de droits de vote qu'elle possède ainsi que des valeurs mobilières donnant accès au capital et aux droits de vote qui y sont potentiellement attachés au moyen d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception, adressée au siège social (direction générale) au plus tard à la clôture du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement de seuil.

Pour la détermination des seuils visés ci-dessus, il est tenu compte également des actions ou droits de vote détenus indirectement et des actions ou des droits de vote assimilés aux actions ou aux droits de vote possédés tels que définis par les dispositions des articles L. 233-7 et suivants du Code de commerce.

En cas de non-respect des dispositions prévus ci-dessus, les sanctions prévues par la loi en cas d'inobservation de l'obligation de déclaration de franchissement des seuils légaux ne s'appliqueront aux seuils statutaires que sur demande, consignée dans le procès-verbal de l'assemblée générale, d'un ou plusieurs actionnaires détenant cinq pour cent (5%) au moins du capital ou des droits de vote de la Société.

La Société se réserve la faculté de porter à la connaissance du public et des actionnaires soit les informations qui lui auront été notifiées, soit le non-respect de l'obligation susvisée par la personne concernée.

## NOTIFICATION DE FRANCHISSEMENTS DE SEUILS

Au 31 décembre 2018, les actionnaires ayant notifié une détention excédent 1% des droits de vote de la Société (sur la base des déclarations de franchissements de seuils statutaires) sont les suivants :

Date de déclaration	Date d'opération sur le marché	Intermédiaires inscrits ou gestionnaires de fonds	Nature du franchissement	Nombre d'actions	% Capital
18/10/2018	17/10/2018	Fonds Stratégique de Participations	Hausse	6 400 000	7,54%
19/10/2018	17/10/2018	La Financière de l'Échiquier	Hausse	1 786 026	2,10%
19/10/2018	18/10/2018	Caisse des Dépôts	Baisse	6 577 667	7,74%
19/10/2018	18/10/2018	Bpifrance indirectement	Baisse	6 027 667	7,10%
22/10/2018	18/10/2018	Omnes	Baisse	2 113 195	2,49%
23/10/2018	18/10/2018	Crédit Agricole S.A.	Hausse	2 300 651	2,71%
21/11/2018	15/11/2018	Caisse des Dépôts	Baisse	5 686 241	6,69%
21/11/2018	15/11/2018	Bpifrance indirectement	Baisse	4 983 683	5,86%
28/11/2018	28/11/2018	Amundi	Hausse	1 314 051	1,54%

## 7.3.5 ÉVOLUTION DE L'ACTIONNARIAT SUR TROIS ANS

Le tableau ci-dessous indique la répartition du capital et des droits de vote aux 31 décembre 2016, 31 décembre 2017 et 31 décembre 2018 sur une base non diluée :

Actionnaire	Capital au 31 décembre 2016			Capital au 31 décembre 2017			Capital au 31 décembre 2018		
	Nombre d'actions ordinaires <sup>(1)</sup> et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables	Nombre d'actions ordinaires <sup>(1)</sup> et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables	Nombre d'actions ordinaires <sup>(3)</sup> et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables
Impala SAS <sup>(2)</sup>	59 040 768	55,75%	55,86%	59 124 678	54,76%	54,76%	42 560 000	50,10%	50,19%
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	-	-	-	-	-	-	6 400 000	7,53%	7,55%
FPCI ETI 2020	15 048 166	14,21%	14,24%	15 069 166	13,96%	13,96%	4 983 683	5,87%	5,88%
Céleste Management S.A.	-	-	-	-	-	-	2 800 000	3,30%	3,30%
Omnes Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FPCI Capenergie II	22 763 691	21,49%	21,54%	22 763 691	21,08%	21,08%	-	-	-
FPCI Capenergie 3	2 105 178	1,99%	1,99%	2 105 178	1,95%	1,95%	2 113 195	2,49%	2,49%
Direction générale de Neoen <sup>(4)</sup>	6 732 266	6,36%	6,37%	8 891 427	8,24%	8,25%	2 802 351	3,30%	3,30%
Flottant	-	-	-	-	-	-	23 147 611	27,24%	27,29%
Auto-détention	217 500	0,20%	-	10 000	0,01%	-	150 658	0,17%	-
<b>TOTAL</b>	<b>105 907 569</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>107 964 140</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>84 957 498</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

(1) Actions ordinaires, d'une valeur nominale d'un euro chacune intégralement libérées avant prise en compte du regroupement d'actions, à raison de deux actions anciennes pour une action nouvelle, qui a été décidé lors de l'assemblée générale de la Société du 12 septembre 2018.

(2) Impala SAS est intégralement détenue par le groupe Impala, contrôlé et dirigé par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille.

(3) Actions ordinaires, d'une valeur nominale de deux euros chacune, de même catégorie et entièrement libérées.

(4) S'agissant des données au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2017, les nombres de titres indiqués incluent également ceux détenus par les salariés et anciens salariés. Le nombre des titres détenus par la direction générale au 31 décembre 2017 s'élève à 5 816 503, soit 5,39% du capital et des droits de vote de la Société sur une base non diluée.

### 7.3.6 STRUCTURE DE CONTRÔLE

Au 31 décembre 2018, la Société est indirectement, au travers de la société Impala SAS, contrôlée par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille, qui détiennent la majorité du capital et des droits de vote.

En conséquence, la société Impala SAS est l'actionnaire de référence de la Société.

Dans ce cadre, la Société a pris toutes les mesures nécessaires 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 ;
- trois administrateurs (soit moins de la moitié) sont des représentants d'Impala ; et
- un administrateur est un représentant de Bpifrance Investissement.

### 7.3.7 ACCORDS SUSCEPTIBLES D'ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE

À la connaissance de la Société, il n'existe, à la date du présent document, aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de son contrôle.

### 7.3.8 DIVIDENDES

#### 7.3.8.1 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.

Compte tenu de ses objectifs à moyen terme mentionnés à la Section 2.3 « Informations sur les tendances et les objectifs »

du présent document, le Groupe s'attend à pouvoir verser un dividende, pour la première fois, au titre de l'exercice 2021, qui serait payable en 2022. L'importance de ce dividende éventuel dépendra des opportunités de marché et de l'analyse par le Groupe de la meilleure façon d'obtenir un rendement total pour les actionnaires en fonction des conditions de marché alors en vigueur. Les dividendes futurs dépendront notamment des conditions générales de l'activité et de tout facteur jugé pertinent par le Conseil d'administration de la Société.

#### 7.3.8.2 DIVIDENDES DISTRIBUÉS AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Le Groupe n'a procédé à aucune distribution de dividendes au titre des exercices clos les 31 décembre 2015, 2016 et 2017.

## 7.4 MARCHÉ DU TITRE ET RELATIONS AVEC LES ACTIONNAIRES

### 7.4.1 MARCHÉ DU TITRE (INFORMATIONS BOURSIÈRES)

#### FICHE D'INFORMATION

Les actions de la Société sont cotées en France, sur Euronext Paris, compartiment A :

- secteur : Énergie et Produits de base ;
- indices : PEA ;
- SRD : Éligible ;
- PEA : Éligible
- code ISIN : FR0011675362 ;
- date de 1<sup>ère</sup> cotation : 17 octobre 2018.

#### DONNÉES BOURSIÈRES

Cours moyen depuis la première cotation	18,56 €
Volume moyen	58 245 actions
	21,2 €
Cours le plus haut sur les 12 derniers mois	le 08/04/2019
	17,1 €
Cours le plus bas sur les 12 derniers mois	le 17/10/2018
Progression de l'action depuis la cotation	+24,85%
Variation depuis le 01/01/2019	+8,19%
Capitalisation boursière au 09/04/2019	1,75 Md€

### ÉVOLUTION DU COURS ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION NEOEN

Dates	Ouverture (en euros)	Cours le plus haut (en euros)	Cours le plus bas (en euros)	Clôture (en euros)	Volume de transactions en fin de mois
31/10/2018	17,1	18,8	17,1	18,3	3 429 506
30/11/2018	18,4	20,2	18,2	18,9	844 535
31/12/2018	19,0	19,4	17,7	18,9	681 115
31/01/2019	18,9	20,5	18,8	20,2	420 457
28/02/2019	20,4	20,4	19,2	19,9	467 330
29/03/2019	20,0	20,4	18,6	19,7	468 949
09/04/2019	20,5	20,65	20,5	20,6	26 537

## ÉVOLUTION DU COURS DE L'ACTION NEOEN



## 7.4.2 RELATIONS AVEC LES ACTIONNAIRES

### 7.4.2.1 ACCESSIBILITÉ DE L'INFORMATION

L'ensemble de l'information financière et des supports de communication financière sont consultables, en version électronique, sur le site Internet de Neoen ([www.neoen.com](http://www.neoen.com)) dans la rubrique Investisseurs qui réunit notamment :

- le document de référence (incluant le rapport financier annuel et le rapport financier semestriel) déposé auprès de l'AMF ;
- l'ensemble des communiqués de presse financiers et des supports de communication financière (publication des résultats, *webcasts*) ;
- les documents relatifs à l'assemblée générale des actionnaires.

L'envoi de ces informations peut également être effectué par courrier sur simple demande auprès de la direction de la communication financière.

Les informations juridiques (statuts, procès-verbaux d'assemblées générales, rapports des commissaires), peuvent par ailleurs être consultées au siège social.

### 7.4.2.2 RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS INSTITUTIONNELS ET LES ANALYSTES FINANCIERS

Afin d'assurer une relation de qualité avec la communauté financière, la direction de la communication financière organise régulièrement des événements permettant aux analystes financiers et aux investisseurs institutionnels de rencontrer la direction générale.

Concernant l'exercice 2018, les publications financières ont fait l'objet de présentations par la direction générale à l'occasion de *webcasts*

au cours desquels elle a aussi répondu aux questions des analystes financiers.

Par ailleurs, depuis la cotation du titre, la direction générale et la direction de la communication financière et des relations investisseurs ont participé à des rencontres avec la communauté financière (analystes financiers et investisseurs institutionnels), sous la forme de *roadshows* en France et à l'étranger. Ces contacts réguliers contribuent à la construction d'une relation de confiance.

L'action Neoen est suivie par 6 bureaux d'analyse financière.

### 7.4.2.3 AGENDA

Publication des résultats financiers : 17 avril 2019 après fermeture de la bourse

*Webcast* investisseurs : 18 avril 2019

Assemblée générale des actionnaires : 28 juin 2019

### 7.4.2.4 CONTACTS COMMUNICATION FINANCIÈRE

Neoen

6, rue Ménars

75002 Paris

Contact :

[communication@neoen.com](mailto:communication@neoen.com)





# 08

## ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

8.1	PROJET DE RÉSOLUTIONS	280	8.3.2	Rapport des commissaires aux comptes sur les modifications envisagées des plafonds des délégations relatives aux émissions d'actions et de valeurs mobilières avec maintien du droit préférentiel de souscription (12 <sup>ème</sup> résolution)	296
8.1.1	Résolutions relevant de la compétence de l'assemblée générale ordinaire	280	8.3.3	Rapport des commissaires aux comptes sur l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux adhérents de plans d'épargne d'entreprise (13 <sup>ème</sup> résolution)	297
8.1.2	Résolution relevant de la compétence de l'assemblée générale extraordinaire	282	8.3.4	Rapport des commissaires aux comptes sur l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du droit préférentiel (14 <sup>ème</sup> résolution)	298
8.1.3	Résolution relevant de la compétence de l'assemblée générale ordinaire	287	8.3.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur la réduction du capital (15 <sup>ème</sup> résolution)	299
8.2	RAPPORT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES PROJETS DE RÉSOLUTIONS	288	8.4	RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS	300
8.2.1	Résolutions de la compétence de l'assemblée générale ordinaire	288			
8.2.2	Résolutions de la compétence de l'assemblée générale extraordinaire	290			
8.3	RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES OPÉRATIONS SUR VALEURS MOBILIÈRES	294			
8.3.1	Rapport des commissaires aux comptes sur les modifications envisagées des plafonds des délégations relatives aux émissions d'actions et de valeurs mobilières avec suppression du droit préférentiel de souscription (11 <sup>ème</sup> résolution)	294			

## 8.1 PROJET DE RÉOLUTIONS

### 8.1.1 RÉOLUTIONS RELEVANT DE LA COMPÉTENCE DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE

#### Première résolution (Approbation des comptes sociaux de l'exercice 2018)

L'assemblée générale, connaissance prise des rapports du Conseil d'administration et des rapports des commissaires aux comptes, approuve tels qu'ils ont été présentés les comptes sociaux de l'exercice 2018 comportant le bilan, le compte de résultat et l'annexe, lesquels font apparaître un bénéfice de 9 376 196 euros, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports.

#### Deuxième résolution (Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2018)

L'assemblée générale, connaissance prise des rapports du Conseil d'administration et des rapports des commissaires aux comptes, approuve tels qu'ils ont été présentés les comptes consolidés de l'exercice 2018 comportant le bilan, le compte de résultat et l'annexe, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports.

#### Troisième résolution (Affectation du résultat de l'exercice)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des assemblées ordinaires, et après avoir constaté que les comptes sociaux arrêtés au 31 décembre 2018 et approuvés par la présente assemblée font ressortir un bénéfice de l'exercice de 9 376 196 euros :

- décide de prélever sur ce bénéfice, conformément aux dispositions légales applicables, et d'affecter à la réserve légale, un montant égal à 468 810 euros ;
- constate que le solde du bénéfice de l'exercice 2018 est de 8 907 386 euros ;

décide d'affecter le bénéfice distribuable, soit la somme de 8 907 386 euros, au poste « Autres réserves » qui sera ainsi porté après affectation à un solde bénéficiaire de 8 907 386 euros.

Conformément aux dispositions légales, l'assemblée générale prend acte qu'au titre des trois exercices précédant l'exercice 2018, il n'a pas été procédé à des distributions de dividendes.

#### Quatrième résolution (Fixation de l'enveloppe globale de la rémunération à allouer aux membres du Conseil d'administration)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, décide de fixer l'enveloppe globale de la rémunération à allouer aux membres du Conseil d'administration à 207 500 euros par an pour la période en cours et les périodes suivantes, sauf si une nouvelle assemblée générale à l'avenir modifie le montant annuel. Le Conseil d'administration pourra répartir librement ce montant entre ses membres.

#### Cinquième résolution (Ratification de la cooptation du Fonds Stratégique de Participations en qualité d'administrateur)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, ratifie la cooptation décidée par le Conseil d'administration du 21 novembre 2018 aux fonctions d'administrateur du Fonds Stratégique de Participations, en remplacement de Monsieur Christophe Gégout, démissionnaire, pour la durée restant à courir du mandat de ce dernier, soit jusqu'à l'issue de l'assemblée générale appelée à se prononcer sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2019.

#### Sixième résolution (Renouvellement du mandat d'administrateur de Madame Stéphanie Levan)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, renouvelle le mandat d'administrateur de Madame Stéphanie Levan venant à expiration à l'issue de la présente assemblée, pour une durée de quatre ans qui prendra fin à l'issue de l'assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2022.

#### Septième résolution (Approbation des conventions et engagements soumis aux dispositions des articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des assemblées ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements soumis aux dispositions des articles L. 225-38 et L. 225-40 à L. 225-42 du Code de commerce, approuve ce rapport dans toutes ses dispositions, ainsi que les conventions nouvelles dont il fait état, approuvées par le Conseil d'administration au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

#### Huitième résolution (Approbation des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés ou attribués à Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général, au titre de l'exercice 2018, pour la période courant à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, approuve, conformément à l'article L. 225-100, II du Code de commerce, les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et autres avantages versés ou attribués à Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général, au titre de l'exercice 2018, pour la période courant à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, tels que présentés dans ce rapport.



### **Neuvième résolution (Approbation des principes et critères de détermination, répartition et attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature attribuables au Président-directeur général, au titre de l'exercice 2019)**

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, conformément à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, approuve les principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble d'éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les autres avantages de toute nature attribuables au Président-directeur général, au titre de l'exercice 2019, tels que présentés dans ce rapport.

### **Dixième résolution (Autorisation à donner au Conseil d'administration à l'effet d'opérer sur les actions de la Société)**

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité pour les assemblées ordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, autorise le Conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions fixées par la loi, conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, à acheter ou faire acheter des actions de la Société notamment en vue de :

- 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 de 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 ; ou
- l'attribution gratuite d'actions dans le cadre des dispositions des articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ; ou
- 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, sous réserve de l'adoption de la 15<sup>ème</sup> résolution de la présente assemblée générale ou de toute autre résolution de même nature ; 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 services 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).

Ce programme est également destiné à permettre la mise en œuvre de toute pratique de marché qui viendrait à être admise par l'Autorité des marchés financiers, et plus généralement, la réalisation de toute autre opération conforme à la réglementation en vigueur. Dans une telle hypothèse, la Société informera ses actionnaires par voie de communiqué.

Les achats d'actions de la Société pourront porter sur un nombre d'actions tel que, à la date de chaque rachat, le nombre total d'actions achetées par la Société depuis le début du programme de rachat (y compris celles faisant l'objet dudit rachat) n'excède pas 10% des actions composant le capital de la Société à cette date (en tenant compte des opérations l'affectant postérieurement à la date de la présente assemblée générale), étant précisé que (i) le nombre d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport, ne peut excéder 5% de son capital social et (ii) lorsque les actions sont rachetées pour favoriser la liquidité dans les conditions définies par le règlement général de l'Autorité des marchés financiers, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10% prévue ci-dessus correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

L'acquisition, la cession ou le transfert des actions pourront être réalisés à tout moment dans les limites autorisées par les dispositions légales et réglementaires en vigueur sauf en période d'offre publique et par tous moyens, notamment sur les marchés réglementés, les systèmes multilatéraux de négociations, auprès d'internalisateurs systématiques ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par offre publique d'achat ou d'échange, ou par utilisation d'options ou autres instruments financiers à terme négociés sur les marchés réglementés, les systèmes multilatéraux de négociations, auprès d'internalisateurs systématiques ou de gré à gré ou par remise d'actions consécutive à l'émission de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société par conversion, échange, remboursement ou exercice d'un bon, soit directement soit indirectement par l'intermédiaire d'un prestataire de services d'investissement, ou de toute autre manière (sans limiter la part du programme de rachat pouvant être réalisé par l'un quelconque de ces moyens).

Le prix maximum d'achat des actions dans le cadre de la présente résolution sera de 35 euros par action (ou la contre-valeur de ce montant à la même date dans toute autre monnaie), ce prix maximum n'étant applicable qu'aux acquisitions décidées à compter de la date de la présente assemblée et non aux opérations à terme conclues en vertu d'une autorisation donnée par une précédente assemblée générale et prévoyant des acquisitions d'actions postérieures à la date de la présente assemblée.

L'assemblée générale délègue au Conseil d'administration, en cas de modification du nominal de l'action, d'augmentation de capital par incorporation de réserves, d'attribution gratuite d'actions, de division ou de regroupement de titres, de distribution de réserves ou de tous autres actifs, d'amortissement du capital, ou de toute autre opération portant sur le capital social ou les capitaux propres, le pouvoir d'ajuster le prix d'achat maximum susvisé afin de tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

Le montant maximum des fonds destinés au programme de rachat d'actions ci-dessus autorisé est fixé à 50 millions d'euros.

L'assemblée générale confère tous pouvoirs au Conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions permises par la loi, pour décider et effectuer la mise en œuvre de la présente autorisation, pour en préciser, si nécessaire, les termes et en arrêter les modalités, pour réaliser le programme de rachat, et notamment pour passer tout ordre de bourse, conclure tout accord, affecter ou réaffecter les actions acquises aux objectifs poursuivis dans les conditions légales et réglementaires applicables, fixer les modalités suivant lesquelles sera assurée, le cas échéant,

la préservation des droits des titulaires de valeurs mobilières donnant accès au capital ou autres droits donnant accès au capital conformément aux dispositions légales et réglementaires et, le cas échéant, aux stipulations contractuelles prévoyant d'autres cas d'ajustement, effectuer toutes déclarations auprès de l'Autorité des

marchés financiers et de toute autre autorité compétente et toutes autres formalités et, d'une manière générale, faire le nécessaire.

Cette autorisation est donnée pour une période de dix-huit mois à compter du jour de la présente assemblée générale.

## 8.1.2 RÉSOLUTION RELEVANT DE LA COMPÉTENCE DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE EXTRAORDINAIRE

### **Onzième résolution (Augmentation du plafond nominal des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées et fixation d'un plafond nominal de titres de créance susceptibles d'être émis, au titre des 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 portant délégation de compétence du Conseil d'administration à l'effet d'émettre des actions et/ou valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, respectivement, avec suppression du droit préférentiel de souscription par offre au public et avec suppression du droit préférentiel de souscription par placement privé visé à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, valables jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020)**

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration et du rapport spécial des commissaires aux comptes, et conformément aux dispositions des articles L. 225-129 et suivants et L. 228-91 et suivants du Code de commerce :

1. après avoir rappelé que l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 a :
  - au titre de sa 6<sup>ème</sup> résolution, délégué sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription, par offre au public, dans la limite d'un montant nominal de 60 millions d'euros, valable jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020, et
  - au titre de sa 7<sup>ème</sup> résolution, délégué sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription par placement privé visé à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, dans la limite d'un montant nominal de 10 millions d'euros, étant précisé que ce montant s'impute sur le plafond prévu à la 6<sup>ème</sup> résolution, valable jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020 ; et
2. après avoir rappelé que le Conseil d'administration réuni le 16 octobre 2018, faisant usage de la 6<sup>ème</sup> résolution susvisée, dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société, a décidé une augmentation de capital de 449 999 995,50 euros avec suppression du droit préférentiel de souscription, par offre au public, par émission de 27 272 727 actions ordinaires nouvelles d'une valeur nominale de deux (2) euros

chacun, pour un prix d'émission de 16,50 euros par action (incluant une prime d'émission de 14,50 euros par action), soit un montant nominal d'augmentation de capital de 54 545 454,00 euros, majoré d'une prime globale de 395 454 541,50 euros ;

3. décide que le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées, en vertu de la 6<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, ne pourra excéder un nouveau plafond nominal fixé à 80 millions d'euros, étant précisé que compte tenu du montant nominal de l'augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription par offre au public réalisée le 16 octobre 2018 de 54 545 454,00 euros imputé sur le plafond de ladite 6<sup>ème</sup> résolution, le montant nominal total des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées à compter de cette modification ne pourra pas être supérieur à 25 454 546 d'euros ; il est toutefois précisé que (i) les montants nominaux susvisés ne tiennent pas compte des ajustements susceptibles d'être opérés conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, et le cas échéant, aux stipulations contractuelles prévoyant d'autres cas d'ajustement, pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières ou autres droits donnant accès au capital et que (ii) le montant nominal des augmentations de capital le cas échéant réalisées au titre de ladite 6<sup>ème</sup> résolution s'imputera sur le plafond global de 125 millions d'euros prévu au paragraphe 2 de la 5<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 ; il est également précisé en tant que de besoin que s'imputeront également sur le plafond global de 125 millions d'euros susvisés les augmentations de capital réalisées au titre des 5<sup>ème</sup>, 7<sup>ème</sup>, 8<sup>ème</sup>, 10<sup>ème</sup>, 11<sup>ème</sup>, 12<sup>ème</sup>, 13<sup>ème</sup>, 14<sup>ème</sup> et 15<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, ainsi qu'au titre des 11<sup>ème</sup>, 13<sup>ème</sup> et 14<sup>ème</sup> résolutions de la présente assemblée générale ;
4. décide que le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées, en vertu de la 7<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, ne pourra excéder un nouveau plafond nominal fixé à 25 millions d'euros, étant précisé que (i) ce montant nominal maximum ne tient pas compte des ajustements susceptibles d'être opérés conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, et le cas échéant, aux stipulations contractuelles prévoyant d'autres cas d'ajustement, pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières ou autres droits donnant accès au capital et que (ii) ce montant nominal maximum s'imputera sur le plafond prévu à la 6<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 tel qu'augmenté par la présente résolution et sur le plafond global prévu au paragraphe 2 de la 5<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, tel que réitéré au titre de la présente résolution ;

5. décide que le Conseil d'administration ne pourra, sauf autorisation préalable par l'assemblée générale, faire usage des 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> résolutions de l'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, telles que modifiées par la présente délégation, à compter du dépôt par un tiers d'une offre publique visant les titres de la Société et ce jusqu'à la fin de la période d'offre ;
6. décide de fixer comme suit les limites des montants des titres de créances autorisés en cas d'émission de valeurs mobilières prenant la forme de titres de créance donnant accès, immédiatement ou à terme, au capital de la Société, au titre des 6<sup>ème</sup> ou 7<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 :
  - le montant nominal des titres de créances susceptibles d'être émis immédiatement ou à terme en vertu de chacune des 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 est fixé à 200 millions d'euros ou la contre-valeur de ce montant en toute autre monnaie ou unité monétaire établie par référence à plusieurs monnaies à la date d'émission,
  - ce montant sera majoré, le cas échéant, de toute prime de remboursement au-dessus du pair,
  - ce montant est indépendant du montant des titres de créance dont l'émission pourrait résulter de l'utilisation des autres résolutions soumises à la présente assemblée, ainsi que de celles de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, et des titres de créance dont l'émission serait décidée ou autorisée par le Conseil d'administration conformément aux articles L. 228-36-A, L. 228-40, L. 228-92 alinéa 3, L. 228-93 alinéa 6 et L. 228-94 alinéa 3 du Code de commerce ;
7. décide que les autres stipulations des 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> résolutions demeurent inchangées et restent valables pour la durée restant à courir desdites résolutions, soit jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020.

**Douzième résolution (Plafond nominal des titres de créance susceptibles d'être émis au titre des 5<sup>ème</sup> et 8<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 portant délégation de compétence du Conseil d'administration à l'effet d'émettre des actions et/ou valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, respectivement, avec maintien du droit préférentiel de souscription ou en rémunération d'apports en nature constitués de titres de capital ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, valables jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020)**

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration et du rapport spécial des commissaires aux comptes, et conformément aux dispositions des articles L. 225-129 et suivants et L. 228-91 et suivants du Code de commerce :

1. après avoir rappelé que l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 a :

- au titre de sa 5<sup>ème</sup> résolution, délégué sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec maintien du droit préférentiel de souscription,
  - au titre de sa 8<sup>ème</sup> résolution, autorisé le Conseil d'administration à émettre des actions et/ou valeurs mobilières donnant accès immédiatement ou à terme à des actions à émettre par la Société en rémunération d'apports en nature constitués de titres de capital ou de valeurs mobilières donnant accès au capital ; et
2. après avoir également rappelé que l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 n'a pas, au titre des résolutions susvisées, fixé de montant nominal maximum des titres de créances susceptibles d'être émis immédiatement ou à terme en vertu de ces résolutions ;
  3. décide de fixer comme suit les limites des montants des titres de créances autorisés en cas d'émission de valeurs mobilières prenant la forme de titres de créance donnant accès, immédiatement ou à terme, au capital de la Société, au titre des 5<sup>ème</sup> ou 8<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 :
    - le montant nominal des titres de créances susceptibles d'être émis immédiatement ou à terme en vertu de chacune des 5<sup>ème</sup> et 8<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 est fixé à 200 millions d'euros ou la contre-valeur de ce montant en toute autre monnaie ou unité monétaire établie par référence à plusieurs monnaies à la date d'émission,
    - ce montant sera majoré, le cas échéant, de toute prime de remboursement au-dessus du pair,
    - ce montant est indépendant du montant des titres de créance dont l'émission pourrait résulter de l'utilisation des autres résolutions soumises à la présente assemblée, ainsi que de celles de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, et des titres de créance dont l'émission serait décidée ou autorisée par le Conseil d'administration conformément aux articles L. 228-36-A, L. 228-40, L. 228-92 alinéa 3, L. 228-93 alinéa 6 et L. 228-94 alinéa 3 du Code de commerce ;
  4. décide que les autres stipulations des 5<sup>ème</sup> et 8<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 demeurent inchangées et restent valables pour la durée restant à courir desdites résolutions, soit jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020.

**Treizième résolution (Délégation de compétence à donner au Conseil d'administration pour décider l'augmentation du capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux adhérents de plans d'épargne)**

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration et du rapport spécial des commissaires aux comptes, conformément d'une part aux dispositions des articles L. 225-129-2, L. 225-129-6, L. 225-138-1 et L. 228-91 et suivants du Code de commerce, et d'autre part, à celles des articles L. 3332-18 à L. 3332-24 du Code du travail :



1. délègue au Conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions fixées par la loi, sa compétence pour décider l'augmentation du capital social avec suppression du droit préférentiel de souscription, en une ou plusieurs fois, en France ou à l'étranger, dans la proportion et aux époques qu'il appréciera, soit en euros, soit en toute autre monnaie ou unité monétaire établie par référence à plusieurs monnaies, avec ou sans prime, à titre onéreux ou gratuit, par l'émission (i) d'actions de la Société (à l'exclusion d'actions de préférence) et/ou (ii) de valeurs mobilières régies par les articles L. 228-92 alinéa 1 ou L. 228-94 alinéa 2 du Code de commerce donnant accès, immédiatement ou à terme, à tout moment ou à date fixe, par souscription, conversion, échange, remboursement, présentation d'un bon ou de toute autre manière, au capital de la Société (y compris des titres de capital donnant droit à l'attribution de titres de créance), réservée aux adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne salariale (ou tout autre plan aux adhérents duquel ou desquels les articles L. 3332-1 et suivants du Code du travail ou toute loi ou réglementation analogue permettrait de réserver une augmentation de capital dans des conditions équivalentes) mis en place au sein d'une entreprise ou groupe d'entreprises, françaises ou étrangères, entrant dans le périmètre de consolidation ou de combinaison des comptes de la Société en application de l'article L. 3344-1 du Code du travail, étant précisé que la présente résolution pourra être utilisée aux fins de mettre en œuvre des formules à effet de levier ;
2. décide de fixer comme suit les limites des montants des augmentations de capital autorisées en cas d'usage par le Conseil d'administration de la présente délégation de compétence :
  - le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées immédiatement ou à terme en vertu de la présente autorisation est fixé à 1% du capital social au jour de la décision du Conseil d'administration, étant précisé que ce montant s'imputera sur le plafond global prévu au paragraphe 2 de la 5<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, tel que réitéré au titre de la 11<sup>ème</sup> résolution de la présente assemblée générale, ou, le cas échéant, sur le plafond global éventuellement prévu par une résolution de même nature qui pourrait succéder à ladite résolution pendant la durée de validité de la présente délégation,
  - à ces plafonds s'ajoutera, le cas échéant, le montant nominal des actions à émettre pour préserver, conformément aux dispositions légales et réglementaires et, le cas échéant, aux stipulations contractuelles prévoyant d'autres cas d'ajustement, les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital ou autres droits donnant accès au capital ;
3. décide que le prix d'émission des nouvelles actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital sera déterminé dans les conditions prévues aux articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail et sera au moins égal à 80% du Prix de Référence (telle que cette expression est définie ci-après) ou à 70% du Prix de Référence lorsque la durée d'indisponibilité prévue par le plan en application des articles L. 3332-25 et L. 3332-26 du Code du travail est supérieure ou égale à dix ans, étant précisé qu'en cas de modification législative, les montants de décote maximum prévus par les dispositions légales ou réglementaires applicables au jour de l'émission, se substitueront de plein droit aux décotes susvisées de 20% et 30%, respectivement, par rapport au Prix de Référence. Pour les besoins du présent paragraphe, le Prix de Référence désigne la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour de la décision du Conseil d'administration ou son délégué fixant la date d'ouverture de la période de souscription pour les adhérents à un plan d'épargne d'entreprise ou de groupe (ou plan assimilé) ;  
Toutefois, l'assemblée générale autorise expressément le Conseil d'administration, s'il le juge opportun, à réduire ou supprimer la décote susmentionnée par rapport au Prix de Référence, dans les limites légales et réglementaires, afin de tenir compte, notamment, des régimes juridiques, comptables, fiscaux et sociaux applicables localement ;
4. autorise le Conseil d'administration à attribuer, à titre gratuit, aux bénéficiaires ci-dessus indiqués, en complément des actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital, des actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital à émettre ou déjà émises, à titre de substitution de tout ou partie de la décote par rapport au Prix de Référence et/ou d'abondement, étant entendu que l'avantage résultant de cette attribution ne pourra excéder les limites légales ou réglementaires applicables aux termes des articles L. 3332-10 et suivants du Code du travail ;
5. décide de supprimer au profit des bénéficiaires ci-dessus indiqués le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux titres faisant l'objet de la présente résolution, lesdits actionnaires renonçant par ailleurs, en cas d'attribution à titre gratuit aux bénéficiaires ci-dessus indiqués d'actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital, à tout droit auxdites actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital, y compris à la partie des réserves, bénéfiques ou primes incorporées au capital, à raison de l'attribution gratuite desdits titres faite sur le fondement de la présente résolution ;
6. autorise le Conseil d'administration, dans les conditions de la présente délégation, à procéder à des cessions d'actions aux adhérents à un plan d'épargne d'entreprise ou de groupe (ou plan assimilé) telles que prévues par l'article L. 3332-24 du Code du travail, étant précisé que les cessions d'actions réalisées avec décote en faveur des adhérents à un plan ou plusieurs plans d'épargne salariale visés à la présente résolution s'imputeront à concurrence du montant nominal des actions ainsi cédées sur le montant des plafonds visés au paragraphe 2 ci-dessus ;
7. décide que le Conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions fixées par la loi, aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation de compétence, à effet notamment de :
  - décider l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès, immédiatement ou à terme, au capital de la Société,
  - arrêter dans les conditions légales la liste des sociétés dont les bénéficiaires ci-dessus indiqués pourront souscrire aux actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital ainsi émises et bénéficier le cas échéant des actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital attribuées gratuitement,

- décider que les souscriptions pourront être réalisées directement par les bénéficiaires, adhérents à un plan d'épargne d'entreprise ou de groupe (ou plan assimilé), ou par l'intermédiaire de fonds communs de placement d'entreprise ou autres structures ou entités permises par les dispositions légales ou réglementaires applicables,
  - déterminer les conditions, notamment d'ancienneté, que devront remplir les bénéficiaires des augmentations de capital,
  - fixer, s'il y a lieu, les modalités d'exercice des droits (le cas échéant, des droits à conversion, échange, remboursement, y compris par remise d'actifs de la Société tels que des actions auto-détenues ou des valeurs mobilières déjà émises par la Société) attachés aux actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital et, notamment, arrêter la date, même rétroactive, à compter de laquelle les actions nouvelles porteront jouissance, ainsi que toutes autres conditions et modalités de réalisation de l'augmentation de capital,
  - fixer les modalités selon lesquelles la Société aura, le cas échéant, la faculté d'acheter ou d'échanger en bourse, à tout moment ou pendant des périodes déterminées, les valeurs mobilières donnant accès au capital en vue de les annuler ou non, compte tenu des dispositions légales,
  - prévoir la faculté de suspendre éventuellement l'exercice des droits attachés aux actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital en conformité avec les dispositions légales et réglementaires,
  - fixer les montants des émissions qui seront réalisées en vertu de la présente délégation et d'arrêter notamment les prix d'émission, dates, délais, modalités et conditions de souscription, de libération, de délivrance et de jouissance des titres (même rétroactive), les règles de réduction applicables aux cas de sursouscription ainsi que les autres conditions et modalités des émissions, dans les limites légales ou réglementaires en vigueur,
  - déterminer et procéder à tous ajustements destinés à prendre en compte l'incidence d'opérations sur le capital ou les capitaux propres de la Société, notamment en cas de modification du nominal de l'action, d'augmentation de capital par incorporation de réserves, bénéfiques ou primes, d'attribution gratuite d'actions, de division ou de regroupement de titres, de distribution de dividendes, réserves ou primes ou de tous autres actifs, d'amortissement du capital, ou de toute autre opération portant sur le capital ou les capitaux propres (y compris en cas d'offre publique et/ou en cas de changement de contrôle), et fixer toute autre modalité permettant d'assurer, le cas échéant, la préservation des droits des titulaires de valeurs mobilières ou autres droits donnant accès au capital (y compris par voie d'ajustements en numéraire),
  - en cas d'attribution gratuite d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, fixer la nature, le nombre d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès au capital à émettre, ainsi que leurs modalités et caractéristiques, le nombre à attribuer à chaque bénéficiaire, et arrêter les dates, délais, modalités et conditions d'attribution de ces actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital dans les limites légales et réglementaires en vigueur et notamment choisir soit de substituer totalement ou partiellement l'attribution de ces actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital aux décotes par rapport au Prix de Référence prévues ci-dessus, soit d'imputer la contre-valeur de ces actions ou valeurs mobilières sur le montant total de l'abondement, soit de combiner ces deux possibilités,
  - en cas d'émission d'actions nouvelles, imputer, le cas échéant, sur les réserves, bénéfiques ou primes d'émission, les sommes nécessaires à la libération desdites actions,
  - constater la réalisation des augmentations de capital et procéder aux modifications corrélatives des statuts,
  - à sa seule initiative, imputer les frais des augmentations de capital sur le montant des primes qui y sont afférentes et prélever sur ce montant les sommes nécessaires pour doter la réserve légale,
  - d'une manière générale, passer toute convention notamment pour parvenir à la bonne fin des émissions envisagées, prendre toutes mesures et effectuer toutes formalités utiles à l'émission, à la cotation et au service financier des titres émis en vertu de la présente délégation ainsi qu'à l'exercice des droits qui y sont attachés ;
8. fixe à vingt-six mois, à compter du jour de la présente assemblée, la durée de validité de la délégation de compétence faisant l'objet de la présente résolution ;
9. prend acte du fait que la présente délégation prive d'effet à compter de ce jour, à hauteur, le cas échéant, de la partie non encore utilisée, toute délégation de compétence relative à l'augmentation du capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux adhérents de plans d'épargne.

**Quatorzième résolution (Délégation de compétence à donner au Conseil d'administration pour décider l'augmentation du capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux collaborateurs du Groupe à l'étranger)**

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration et du rapport spécial des commissaires aux comptes, et conformément aux dispositions des articles L. 225-129-2, L. 225-138 et L. 228-91 et suivants du Code de commerce :

1. prend acte du fait que dans certains pays, des difficultés juridiques ou fiscales pourraient rendre difficile la mise en œuvre de formules d'actionnariat salarié réalisées directement ou par l'intermédiaire d'un fonds commun de placement (les salariés, préretraités ou retraités et mandataires sociaux visés aux articles L. 3332-1 et L. 3332-2 du Code du travail des sociétés du groupe Neoen dont le siège social est situé dans l'un de ces pays et les salariés, préretraités ou retraités des sociétés du groupe Neoen résidant dans ces mêmes pays sont ci-après dénommés « Salariés Étrangers », le « groupe Neoen » étant constitué par la Société et les entreprises françaises ou étrangères entrant dans le périmètre de consolidation des comptes de la Société en application des articles L. 3344-1 et suivants du Code du travail), et de ce que la mise en œuvre au bénéfice de certains Salariés Étrangers de formules alternatives à celles offertes aux résidents français adhérents de l'un des plans d'épargne salariale mis en place par l'une des sociétés du groupe Neoen pourrait s'avérer souhaitable ;

2. délègue au Conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions fixées par la loi, sa compétence à l'effet de procéder à l'augmentation du capital social, avec suppression du droit préférentiel de souscription, en une ou plusieurs fois, en France ou à l'étranger, dans la proportion et aux époques qu'il appréciera, (sauf en période d'offre publique visant les titres de la Société déposée par un tiers), soit en euros, soit en toute autre monnaie ou unité monétaire établie par référence à plusieurs monnaies, avec ou sans prime, à titre onéreux ou gratuit, par l'émission (i) d'actions de la Société (à l'exclusion d'actions de préférence), et/ou (ii) de valeurs mobilières régies par les articles L. 228-92 alinéa 1, L. 228-93 alinéas 1 et 3 ou L. 228-94 alinéa 2 du Code de commerce donnant accès, immédiatement ou à terme, à tout moment ou à date fixe, par souscription, conversion, échange, remboursement, présentation d'un bon ou de toute autre manière, au capital de la Société (y compris des titres de capital donnant droit à l'attribution de titres de créance), réservée à la catégorie de bénéficiaires suivante : (i) les Salariés Étrangers, (ii) les OPCVM ou autres entités, ayant ou non la personnalité morale, d'actionnariat salarié investis en titres de la Société dont les porteurs de parts ou les actionnaires seront constitués de Salariés Étrangers, et/ou (iii) tout établissement bancaire ou entité contrôlée par un tel établissement au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce intervenant à la demande de la Société pour la mise en place d'une offre structurée aux Salariés Étrangers ;
3. décide de fixer comme suit les limites des montants des augmentations de capital autorisées en cas d'usage par le Conseil d'administration de la présente délégation de compétence :
- le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées immédiatement ou à terme en vertu de la présente délégation est fixé à 1% du capital social au jour de la décision du Conseil d'administration, étant précisé que ce montant s'imputera sur le plafond global visé au paragraphe 2 de la 5<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, tel que réitéré au titre de la 11<sup>ème</sup> résolution de la présente assemblée générale, ou, le cas échéant, sur le plafond global éventuellement prévu par une résolution de même nature qui pourrait succéder à cette résolution pendant la durée de validité de la présente délégation,
  - à ces plafonds s'ajoutera, le cas échéant, le montant nominal des actions à émettre pour préserver, conformément aux dispositions légales et réglementaires et, le cas échéant, aux stipulations contractuelles prévoyant d'autres cas d'ajustement, les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital ou autres droits donnant accès au capital ;
4. décide de supprimer, en faveur de la catégorie de bénéficiaires susvisée, le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux titres faisant l'objet de la présente résolution ;
5. décide que le prix d'émission des actions nouvelles ou valeurs mobilières donnant accès au capital à émettre en vertu de la présente délégation sera fixé par le Conseil d'administration sur la base du cours de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris ; ce prix sera égal à la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société lors des vingt séances de bourse précédant (i) le jour de la décision fixant la date d'ouverture de la souscription à l'augmentation de capital correspondante réalisée en vertu de la présente résolution, ou (ii) s'il s'agit d'une opération réalisée dans le cadre d'un plan global d'actionnariat salarié mis en place en France et à l'étranger, le jour de la décision fixant la date d'ouverture de la souscription à l'augmentation de capital correspondante réalisée en vertu de la 13<sup>ème</sup> résolution diminuée d'une décote maximum de 30% ;
6. décide que le Conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions prévues par la loi, aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation de compétence, à l'effet notamment de :
- décider l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès, immédiatement ou à terme au capital de la Société,
  - arrêter la liste du ou des bénéficiaires de la suppression du droit préférentiel de souscription au sein de la catégorie définie ci-dessus, ainsi que le nombre d'actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital à souscrire par chacun d'eux,
  - fixer, s'il y a lieu, les modalités d'exercice des droits (le cas échéant, des droits à conversion, échange, remboursement, y compris par remise d'actifs de la Société tels que des actions auto-détenues ou des valeurs mobilières déjà émises par la Société) attachés aux actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital et, notamment, arrêter la date, même rétroactive, à compter de laquelle les actions nouvelles porteront jouissance, ainsi que toutes autres conditions et modalités de réalisation de l'augmentation de capital,
  - fixer les modalités selon lesquelles la Société aura, le cas échéant, la faculté d'acheter ou d'échanger en bourse, à tout moment ou pendant des périodes déterminées, les valeurs mobilières donnant accès au capital en vue de les annuler ou non, compte tenu des dispositions légales,
  - prévoir la faculté de suspendre éventuellement l'exercice des droits attachés aux actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital en conformité avec les dispositions légales et réglementaires,
  - fixer les montants des émissions qui seront réalisées en vertu de la présente délégation et d'arrêter notamment les prix d'émission, dates, délais, modalités et conditions de souscription, de libération, de délivrance et de jouissance des titres (même rétroactive), les règles de réduction applicables aux cas de sursouscription ainsi que les autres conditions et modalités des émissions, dans les limites légales ou réglementaires en vigueur,
  - déterminer et procéder à tous ajustements destinés à prendre en compte l'incidence d'opérations sur le capital ou les capitaux propres de la Société, notamment en cas de modification du nominal de l'action, d'augmentation de capital par incorporation de réserves, bénéfiques ou primes, d'attribution gratuite d'actions, de division ou de regroupement de titres, de distribution de dividendes, réserves ou primes ou de tous autres actifs, d'amortissement du capital, ou de toute autre opération portant sur le capital ou les capitaux propres (y compris en cas d'offre publique et/ou en cas de changement de contrôle), et fixer toute autre modalité permettant d'assurer, le cas échéant, la préservation des droits des titulaires de valeurs mobilières ou autres droits donnant accès au capital (y compris par voie d'ajustements en numéraire),
  - constater la réalisation des augmentations de capital et procéder aux modifications corrélatives des statuts,

- le cas échéant, imputer les frais des augmentations de capital sur le montant des primes qui y sont afférentes et prélever sur ce montant les sommes nécessaires pour doter la réserve légale,
  - d'une manière générale, passer toute convention notamment pour parvenir à la bonne fin des émissions envisagées, prendre toutes mesures et décisions et effectuer toutes formalités utiles à l'émission, à la cotation et au service financier des titres émis en vertu de la présente délégation ainsi qu'à l'exercice des droits qui y sont attachés ou consécutives aux augmentations de capital réalisées ;
7. fixe à dix-huit mois, à compter du jour de la présente assemblée, la durée de validité de la délégation d'émission faisant l'objet de la présente délégation.

### **Quinzième résolution (Autorisation à donner au Conseil d'administration à l'effet de réduire le capital social par annulation des actions auto-détenues)**

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des assemblées extraordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration et du rapport spécial des commissaires aux comptes, autorise le Conseil d'administration à réduire le capital social, en une ou plusieurs fois, dans les proportions et aux époques qu'il appréciera, par annulation de toute quantité d'actions auto-détenues qu'il décidera dans les limites autorisées par la loi, conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants et L. 225-213 du Code de commerce.

À la date de chaque annulation, le nombre maximum d'actions annulées par la Société pendant la période de vingt-quatre mois précédant ladite annulation, y compris les actions faisant l'objet de ladite annulation, ne pourra excéder 10% des actions composant le capital de la Société à cette date, soit, à titre indicatif, sur la base du capital social de 169 914 996 euros au 30 avril 2019, un plafond de 8 495 750 actions ; étant précisé que cette limite s'applique à un montant du capital de la Société qui sera, le cas échéant, ajusté pour prendre en compte des opérations affectant le capital social postérieurement à la présente assemblée générale.

L'assemblée générale confère tous pouvoirs au Conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les limites permises par la loi, pour réaliser la ou les opérations d'annulation et de réduction de capital qui pourraient être réalisées en vertu de la présente autorisation, imputer sur les primes et réserves disponibles de son choix la différence entre la valeur de rachat des actions annulées et la valeur nominale, affecter la fraction de la réserve légale devenue disponible en conséquences de la réduction de capital, et modifier en conséquence les statuts et accomplir toutes formalités.

Cette autorisation est donnée pour une période de vingt-six mois à compter de ce jour et prive d'effet à compter de la présente assemblée générale, à hauteur, le cas échéant, de la partie non encore utilisée, toute autorisation antérieure ayant le même objet, c'est-à-dire toute autorisation relative à la réduction du capital par annulation d'actions auto-détenues.

## **8.1.3 RÉOLUTION RELEVANT DE LA COMPÉTENCE DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE**

### **Seizième résolution (Pouvoirs pour formalités)**

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées extraordinaires, confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de ses délibérations pour effectuer tous dépôts et formalités requis par la loi.



## 8.2 RAPPORT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES PROJETS DE RÉOLUTIONS

### POINT SUR LA MARCHÉ DES AFFAIRES SOCIALES

L'exposé de la situation financière, de l'activité et des résultats de la Société et de son Groupe au cours de l'exercice écoulé, ainsi que les diverses informations prescrites par les dispositions légales et réglementaires en vigueur figurent dans le rapport de gestion du Conseil d'administration relatif à l'exercice 2018 inclus dans le rapport financier annuel disponible sur le site Internet de la Société ([www.neoen.com](http://www.neoen.com)), auquel vous êtes invités à vous reporter.

Depuis le début de l'exercice 2019, la Société a poursuivi son activité dans le cours normal des affaires. Les événements postérieurs à la clôture sont décrits dans la Note 37 « Événements postérieurs à la clôture » aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

Les documents requis par la loi et les statuts ont été adressés et/ou mis à votre disposition dans les délais impartis.

**Il est précisé que le Conseil d'administration a agréé l'ensemble des résolutions soumises à l'assemblée générale.**

### 8.2.1 RÉOLUTIONS DE LA COMPÉTENCE DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE

Les 1<sup>ère</sup> à 10<sup>ème</sup> et la 16<sup>ème</sup> résolutions relèvent de la compétence de l'assemblée générale ordinaire.

#### Approbation des comptes sociaux et consolidés de l'exercice 2018 et affectation du résultat (1<sup>ère</sup>, 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> résolutions)

Les projets des 1<sup>ère</sup> et 2<sup>ème</sup> résolutions concernent l'approbation des comptes sociaux et consolidés de l'exercice 2018, arrêtés par le Conseil d'administration le 17 avril 2019, en application des dispositions de l'article L. 232-1 du Code de commerce.

Il vous est proposé, dans le cadre de la 3<sup>ème</sup> résolution, d'affecter le bénéfice de l'exercice 2018, qui s'élève à 9 376 196 euros, de la manière suivante :

- prélever sur ce bénéfice, conformément aux dispositions légales applicables, et d'affecter à la réserve légale, un montant égal à 468 810 euros ;
- constater que le solde du bénéfice de l'exercice 2018 est de 8 907 386 euros ;

décider d'affecter le bénéfice distribuable, soit la somme de 8 907 386 euros, au poste « Autres réserves » qui sera ainsi porté après affectation à un solde bénéficiaire de 8 907 386 euros.

#### Fixation de l'enveloppe globale de la rémunération à allouer aux membres du Conseil d'administration (4<sup>ème</sup> résolution)

Il vous est demandé, au titre de la 4<sup>ème</sup> résolution, de fixer l'enveloppe globale de la rémunération à allouer aux membres du Conseil d'administration à 207 500 euros par an pour la période en cours et les périodes suivantes, et ce jusqu'à l'intervention d'une nouvelle décision. Le Conseil d'administration pourra ensuite répartir librement ce montant entre ses membres.

Il vous est rappelé que l'enveloppe globale de la rémunération à allouer aux membres du Conseil d'administration fixée par l'assemblée générale du 2 octobre 2018 est de 170 000 euros. Le Conseil d'administration vous propose d'augmenter ce montant

afin de pouvoir (i) augmenter le montant maximum individuel de rémunération attribuable, par le Conseil d'administration, à chaque administrateur au titre de son mandat social compte tenu de l'importance des travaux du Conseil et au vu des pratiques de marché, et (ii) prévoir l'allocation d'une rémunération complémentaire pour l'administrateur référent.

#### Ratification de la cooptation du Fonds Stratégique de Participations en qualité d'administrateur (5<sup>ème</sup> résolution)

Il vous est proposé de ratifier la cooptation du Fonds Stratégique de Participations, en qualité d'administrateur pour la durée du mandat restant à courir de son prédécesseur, Monsieur Christophe Gégout, qui a pris la décision de mettre un terme à ses fonctions d'administrateur en son nom propre, soit jusqu'à l'issue de l'assemblée générale appelée à se prononcer sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2019. Cette cooptation a été décidée par le Conseil d'administration lors de sa réunion du 21 novembre 2018.

Cette cooptation est intervenue en application d'un accord conclu le 2 octobre 2018 entre la Société et le Fonds Stratégique de Participations dans le cadre de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris. Au terme de cet accord, en contrepartie des engagements souscrits par le Fonds Stratégique de Participations, la Société s'est engagée à faire ses meilleurs efforts afin que le Fonds Stratégique de Participations soit désigné en qualité d'administrateur de la Société avant le 31 décembre 2018. Ces éléments figurent dans le prospectus d'introduction en bourse de la Société ayant reçu le visa n° 18-467 du 3 octobre 2018.

Le Conseil d'administration a par ailleurs examiné la situation du Fonds Stratégique de Participations au regard des recommandations du Code de gouvernance AFEP-MEDEF et, après avis du Comité des nominations et des rémunérations, a conclu que le Fonds Stratégique de Participations serait considéré comme indépendant.

Le Fonds Stratégique de Participations est un véhicule de placement destiné à favoriser l'investissement de long terme dans des entreprises françaises et ayant pour investisseurs CARDIF Assurance Vie (Groupe BNP Paribas), CNP Assurances, PREDICA (Groupe Crédit Agricole), SOGECAP (Groupe Société Générale), Groupama, BPCE Vie (Groupe Natixis Assurances) et SURAVENIR (groupe Crédit Mutuel ARKEA).

Il est précisé que le Fonds Stratégique de Participations a désigné Monsieur Christophe Gégout en qualité de représentant permanent au Conseil d'administration de la Société.

### **Renouvellement du mandat d'administrateur de Madame Stéphanie Levan (6<sup>ème</sup> résolution)**

Il vous est ainsi demandé, au titre de la 6<sup>ème</sup> résolution, de renouveler le mandat d'administrateur de Madame Stéphanie Levan pour une durée de 4 ans qui prendra fin à l'issue de l'assemblée générale ordinaire des actionnaires statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2022.

Le Conseil d'administration a notamment relevé que ce renouvellement permettrait de contribuer à l'équilibre dans la composition du Conseil d'administration, et d'assurer un niveau élevé de compétence et de stabilité des organes sociaux de la Société très récemment transformée en société anonyme.

### **Approbation des conventions et engagements visés à l'article L. 225-38 et suivants du Code de commerce (7<sup>ème</sup> résolution)**

Dans le cadre de la 7<sup>ème</sup> résolution, il vous est demandé de bien vouloir approuver le rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements visés aux articles L. 225-38 et L. 225-40 à L. 225-42 du Code de commerce dans toutes ses dispositions.

### **Approbation des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés ou attribués à Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général, au titre de l'exercice 2018, pour la période courant à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris (8<sup>ème</sup> résolution)**

Il vous est demandé, au titre de la 8<sup>ème</sup> résolution, en application de l'article L. 225-100, Il du Code de commerce, sur la base du rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, d'approuver les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et autres avantages versés ou attribués à Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général, au titre de l'exercice 2018, et ce, pour la période courant à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, tels que présentés dans ce rapport.

Il est rappelé que l'assemblée générale du 2 octobre 2018 avait approuvé, dans sa 3<sup>ème</sup> résolution, dans les conditions prévues à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature attribuables au Président-directeur général en raison de son mandat au titre de la période courant à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris et sous la condition suspensive de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

### **Approbation des principes et critères de détermination, répartition et attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature attribuables au Président-directeur général, au titre de l'exercice 2019 (9<sup>ème</sup> résolution)**

Il vous est demandé, au titre de la 9<sup>ème</sup> résolution, en application de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, sur la base du rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, d'approuver les principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble d'éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les autres avantages de toute nature attribuables au Président-directeur général, en raison de son mandat, au titre de l'exercice 2019.

### **Autorisation à donner au Conseil d'administration à l'effet d'opérer sur les actions de la Société (10<sup>ème</sup> résolution)**

Il vous est proposé, au titre de la 10<sup>ème</sup> résolution d'autoriser le Conseil d'administration à acheter ou faire acheter des actions de la Société notamment en vue de :

- 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 de 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 ; ou
- l'attribution gratuite d'actions dans le cadre des dispositions des articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ; ou
- 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, sous réserve de l'adoption de la 15<sup>ème</sup> résolution décrite ci-dessous ou de toute autre résolution de même nature ; 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 services 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 en cas échéant).

Ce programme serait également destiné à permettre la mise en œuvre de toute pratique de marché qui viendrait à être admise par l'Autorité des marchés financiers, et plus généralement, la réalisation de toute autre opération conforme à la réglementation en vigueur. Dans une telle hypothèse, la Société informerait ses actionnaires par voie de communiqué.



Les achats d'actions de la Société pourraient porter sur un nombre d'actions tel que, à la date de chaque rachat, le nombre total d'actions achetées par la Société depuis le début du programme de rachat (y compris celles faisant l'objet dudit rachat) n'excède pas 10% des actions composant le capital de la Société à cette date (en tenant compte des opérations l'affectant postérieurement à la date de l'assemblée générale), étant précisé que (i) le nombre d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport, ne pourrait excéder 5% de son capital social et (ii) lorsque les actions seraient rachetées pour favoriser la liquidité dans les conditions définies par le règlement général de l'Autorité des marchés financiers, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10% prévue ci-dessus correspondrait au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

L'acquisition, la cession ou le transfert des actions pourraient être réalisés à tout moment dans les limites autorisées par les dispositions légales et réglementaires en vigueur sauf en période d'offre publique et par tous moyens, notamment sur les marchés réglementés, les systèmes multilatéraux de négociations, auprès d'internalisateurs systématiques ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par offre publique d'achat ou d'échange, ou par utilisation d'options ou autres instruments financiers à terme négociés sur les marchés réglementés, les systèmes multilatéraux de négociations, auprès d'internalisateurs systématiques ou de gré à gré ou par remise d'actions consécutive à l'émission de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société par conversion, échange, remboursement ou exercice d'un bon, soit directement soit indirectement par l'intermédiaire d'un prestataire de services d'investissement, ou de toute autre manière (sans limiter la part du programme de rachat pouvant être réalisé par l'un quelconque de ces moyens).

Le prix maximum d'achat serait de 35 euros par action (ou la contre-valeur de ce montant à la même date dans toute autre monnaie), ce prix maximum n'étant applicable qu'aux acquisitions décidées à compter de la date de l'assemblée et non aux opérations à terme conclues en vertu d'une autorisation donnée par une précédente assemblée générale et prévoyant des acquisitions d'actions postérieures à la date de l'assemblée. L'assemblée générale déléguerait au Conseil d'administration, en cas de modification du nominal de l'action, d'augmentation de capital par incorporation de réserves, d'attribution gratuite d'actions, de division ou de regroupement de titres, de distribution de réserves ou de tous autres actifs, d'amortissement du capital, ou de toute autre opération portant sur le capital social ou les capitaux propres, le pouvoir d'ajuster le prix d'achat maximum susvisé afin de tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

Le montant maximum des fonds destinés au programme de rachat d'actions ci-dessus autorisé serait fixé à 50 millions d'euros.

Le Conseil d'administration aurait tous pouvoirs, avec faculté de subdélégation dans les conditions fixées par la loi, pour mettre en œuvre la présente autorisation.

Cette autorisation serait donnée pour une période de dix-huit mois à compter du jour de l'assemblée générale.

## POUVOIRS POUR LES FORMALITÉS (16<sup>ÈME</sup> RÉOLUTION)

Il vous sera proposé au titre de la 16<sup>ème</sup> résolution de conférer tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de vos délibérations pour effectuer tous dépôts et formalités requis par la loi.

## 8.2.2 RÉOLUTIONS DE LA COMPÉTENCE DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE EXTRAORDINAIRE

Les 11<sup>ème</sup> à 15<sup>ème</sup> résolutions relèvent de la compétence de l'assemblée générale extraordinaire.

### **Augmentation du plafond nominal des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées et fixation d'un plafond nominal de titres de créance susceptibles d'être émis, au titre des 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 portant délégation de compétence du Conseil d'administration à l'effet d'émettre des actions et/ou valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, respectivement, avec suppression du droit préférentiel de souscription par offre au public et avec suppression du droit préférentiel de souscription par placement privé visé à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, valables jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020 (11<sup>ème</sup> résolution)**

Il vous est proposé, au titre de la 11<sup>ème</sup> résolution, d'augmenter le plafond nominal des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées en vertu des 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018.

En effet, il vous est rappelé que l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 a,

- au titre de sa 6<sup>ème</sup> résolution, délégué sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription, par offre au public, dans la limite d'un montant nominal de 60 millions d'euros, valable jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020 ; et
- au titre de sa 7<sup>ème</sup> résolution, délégué sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription par placement privé visé à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, dans la limite d'un montant nominal de 10 millions d'euros, étant précisé que ce montant s'impute sur le plafond prévu à la 6<sup>ème</sup> résolution, valable jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020.

Il vous est rappelé que le Conseil d'administration réuni le 16 octobre 2018, faisant usage de la 6<sup>ème</sup> résolution susvisée, dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société, a décidé une augmentation de capital de 449 999 995,50 euros avec suppression du droit préférentiel de souscription, par offre au public, par émission de 27 272 727 actions ordinaires nouvelles d'une valeur nominale de deux (2) euros chacun, pour un prix d'émission de 16,50 euros par action (incluant une prime d'émission de 14,50 euros par action), soit un montant nominal d'augmentation de capital de 54 545 454,00 euros, majoré d'une prime globale de 395 454 541,50 euros. Le solde disponible au regard du plafond de la 6<sup>ème</sup> résolution susvisée est donc de 5 454 546 euros.

En conséquence, il vous est proposé de décider de relever le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées, en vertu de la 6<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 et de prévoir qu'il ne pourra excéder un nouveau plafond nominal fixé à 80 millions d'euros, étant précisé que compte tenu du montant nominal de l'augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription par offre au public réalisée le 16 octobre 2018 de 54 545 454,00 euros imputé sur le plafond de ladite 6<sup>ème</sup> résolution, le montant nominal total des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées à compter de cette modification ne pourrait pas être supérieur à 25 454 546 d'euros ; il est toutefois précisé que (i) les montants nominaux susvisés ne tiendraient pas compte des ajustements susceptibles d'être opérés conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, et le cas échéant, aux stipulations contractuelles prévoyant d'autres cas d'ajustement, pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières ou autres droits donnant accès au capital et que (ii) le montant nominal des augmentations de capital le cas échéant réalisées au titre de ladite 6<sup>ème</sup> résolution s'imputerait sur le plafond global de 125 millions d'euros prévu au paragraphe 2 de la 5<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 ; il est également précisé en tant que de besoin que s'imputeraient également sur le plafond global de 125 millions d'euros susvisés les augmentations de capital réalisées au titre des 5<sup>ème</sup>, 7<sup>ème</sup>, 8<sup>ème</sup>, 10<sup>ème</sup>, 11<sup>ème</sup>, 12<sup>ème</sup>, 13<sup>ème</sup>, 14<sup>ème</sup> et 15<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, ainsi qu'au titre des 11<sup>ème</sup>, 13<sup>ème</sup> et 14<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale.

Il vous est également proposé de décider que le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées, en vertu de la 7<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, ne pourra excéder un nouveau plafond nominal fixé à 25 millions d'euros, étant précisé que (i) ce montant nominal maximum ne tiendrait pas compte des ajustements susceptibles d'être opérés conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, et le cas échéant, aux stipulations contractuelles prévoyant d'autres cas d'ajustement, pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières ou autres droits donnant accès au capital et que (ii) ce montant nominal maximum s'imputerait sur le plafond de la 6<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 tel qu'augmenté par cette résolution et sur le plafond global prévu au paragraphe 2 de la 5<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, tel que réitéré au titre de cette résolution.

Il vous est proposé de décider que le Conseil d'administration ne pourra, sauf autorisation préalable par l'assemblée générale, faire usage des 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> résolutions de l'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, telles que modifiées par la présente délégation, à compter du dépôt par un tiers d'une offre publique visant les titres de la Société et ce jusqu'à la fin de la période d'offre.

Par ailleurs, il vous est également indiqué que l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 n'a pas fixé le montant nominal maximum des titres de créances susceptibles d'être émis immédiatement ou à terme en vertu de ces résolutions.

En conséquence, il vous est proposé de fixer un montant plafond pour le montant nominal des titres de créances susceptibles d'être émis immédiatement ou à terme en vertu de chacune des 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 ; ce montant plafond serait égal à 200 millions d'euros ou la contre-valeur de ce montant en toute autre monnaie ou unité monétaire établie par référence à plusieurs monnaies à la date d'émission.

Ce montant serait majoré, le cas échéant, de toute prime de remboursement au-dessus du pair.

Ce montant serait indépendant du montant des titres de créance dont l'émission pourrait résulter de l'utilisation des autres résolutions soumises à l'assemblée générale, ainsi que de celles de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, et du montant des titres de créance dont l'émission serait décidée ou autorisée par le Conseil d'administration conformément aux articles L. 228-36-A, L. 228-40, L. 228-92 alinéa 3, L. 228-93 alinéa 6 et L. 228-94 alinéa 3 du Code de commerce.

Les autres stipulations des 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 demeureraient inchangées et resteraient valables pour la durée restant à courir desdites résolutions, soit jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020.

**Plafond nominal des titres de créance susceptibles d'être émis au titre des 5<sup>ème</sup> et 8<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 portant délégation de compétence du Conseil d'administration à l'effet d'émettre des actions et/ou valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, respectivement, avec maintien du droit préférentiel de souscription ou en rémunération d'apports en nature constitués de titres de capital ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, valables jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020 (12<sup>ème</sup> résolution)**

Il vous est proposé, au titre de la 12<sup>ème</sup> résolution, de fixer le montant nominal maximum des titres de créances susceptibles d'être émis immédiatement ou à terme en vertu des 5<sup>ème</sup> et 8<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018.

En effet, il vous est rappelé que l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 a :

- au titre de sa 5<sup>ème</sup> résolution, délégué sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec maintien du droit préférentiel de souscription ; et
- au titre de sa 8<sup>ème</sup> résolution, autorisé le Conseil d'administration à émettre des actions et/ou valeurs mobilières donnant accès immédiatement ou à terme à des actions à émettre par la Société en rémunération d'apports en nature constitués de titres de capital ou de valeurs mobilières donnant accès au capital.

L'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 n'a pas fixé le montant nominal maximum des titres de créances susceptibles d'être émis immédiatement ou à terme en vertu de ces résolutions.

En conséquence, il vous est proposé de fixer un montant plafond pour le montant nominal des titres de créances susceptibles d'être émis immédiatement ou à terme en vertu de chacune des 5<sup>ème</sup> et 8<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 ; ce montant plafond serait égal à 200 millions d'euros ou la contre-valeur de ce montant en toute autre monnaie ou unité monétaire établie par référence à plusieurs monnaies à la date d'émission.

Ce montant serait majoré, le cas échéant, de toute prime de remboursement au-dessus du pair.

Ce montant serait indépendant du montant des titres de créance dont l'émission pourrait résulter de l'utilisation des autres résolutions soumises à l'assemblée générale, ainsi que de celles de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, et du montant des titres de créance dont l'émission serait décidée ou autorisée par le Conseil d'administration conformément aux articles L. 228-36-A, L. 228-40,

L. 228-92 alinéa 3, L. 228-93 alinéa 6 et L. 228-94 alinéa 3 du Code de commerce.

Les autres stipulations des 5<sup>ème</sup> et 8<sup>ème</sup> résolutions de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 demeureraient inchangées et resteraient valables pour la durée restant à courir desdites résolutions, soit jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020.

### **Délégation de compétence à donner au Conseil d'administration pour décider l'augmentation du capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux adhérents de plans d'épargne (13<sup>ème</sup> résolution)**

Il vous est proposé, au titre de la 13<sup>ème</sup> résolution, de déléguer au Conseil d'administration la compétence pour décider l'augmentation du capital social avec suppression du droit préférentiel de souscription, par l'émission (i) d'actions de la Société (à l'exclusion d'actions de préférence) et/ou (ii) de valeurs mobilières régies par les articles L. 228-92 alinéa 1 ou L. 228-94 alinéa 2 du Code de commerce donnant accès, immédiatement ou à terme au capital de la Société réservée aux adhérents de plans d'épargne d'entreprise ou de groupe.

Cette résolution permettrait à la Société d'associer à sa réussite certains salariés et mandataires sociaux *via* le développement de l'actionnariat salarié.

Le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées immédiatement ou à terme en vertu de cette autorisation serait fixé à 1% du capital social au jour de la décision du Conseil d'administration, étant précisé que ce montant s'imputerait sur le plafond global prévu au paragraphe 2 de la 5<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, tel que réitéré au titre de cette résolution, ou, le cas échéant, sur le plafond global éventuellement prévu par une résolution de même nature qui pourrait succéder à ladite résolution pendant la durée de validité de la 13<sup>ème</sup> résolution.

À ces plafonds s'ajouterait, le cas échéant, le montant nominal des actions à émettre pour préserver, conformément aux dispositions légales et réglementaires et, le cas échéant, aux stipulations contractuelles prévoyant d'autres cas d'ajustement, les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital ou autres droits donnant accès au capital.

Le prix de souscription serait fixé dans les conditions prévues aux articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail et serait au moins égal à 80% du Prix de Référence (telle que cette expression est définie ci-après) ou à 70% du Prix de Référence lorsque la durée d'indisponibilité prévue par le plan en application des articles L. 3332-25 et L. 3332-26 du Code du travail est supérieure ou égale à dix ans, étant précisé qu'en cas de modification législative, les montants de décote maximum prévus par les dispositions légales ou réglementaires applicables au jour de l'émission, se substitueraient de plein droit aux décotes susvisées de 20% et 30%, respectivement, par rapport au Prix de Référence. Pour les besoins du présent paragraphe, le Prix de Référence désignerait : la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour de la décision du Conseil d'administration ou son délégué fixant la date d'ouverture de la période de souscription pour les adhérents à un plan d'épargne d'entreprise ou de groupe (ou plan assimilé).

Toutefois, le Conseil d'administration pourrait réduire ou supprimer la décote susmentionnée afin de tenir compte, notamment, des régimes juridiques, comptables, fiscaux et sociaux applicables localement.

La durée de validité de cette délégation de compétence serait fixée à vingt-six mois, à compter du jour de l'assemblée générale.

### **Délégation de compétence à donner au Conseil d'administration pour décider l'augmentation du capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux collaborateurs du Groupe à l'étranger (14<sup>ème</sup> résolution)**

Il vous est proposé, au titre de la 14<sup>ème</sup> résolution, de déléguer au Conseil d'administration la compétence à l'effet de procéder à l'augmentation du capital social, avec suppression du droit préférentiel de souscription, par l'émission d'actions de la Société ainsi que d'autres titres de capital donnant accès au capital de la Société (sauf en période d'offre publique visant les titres de la Société déposée par un tiers). L'augmentation de capital serait réservée (i) aux salariés, préretraités ou retraités et mandataires sociaux visés aux articles L. 3332-1 et L. 3332-2 du Code du travail des sociétés du groupe Neoen dont le siège social est situé dans l'un de ces pays et les salariés, préretraités ou retraités des sociétés du groupe Neoen résidant dans ces mêmes pays (les « Salariés Étrangers »), (ii) aux OPCVM ou autres entités, ayant ou non la personnalité morale, d'actionnariat salarié investis en titres de la Société dont les porteurs de parts ou les actionnaires seront constitués de Salariés Étrangers, et/ou (iii) à tout établissement bancaire ou entité contrôlée par un tel établissement au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce intervenant à la demande de la Société pour la mise en place d'une offre structurée aux Salariés Étrangers.

Cette résolution permettrait à la Société d'associer à sa réussite certains salariés et mandataires sociaux étrangers *via* le développement de l'actionnariat salarié.

Le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées immédiatement ou à terme en vertu de la présente délégation serait fixé à 1% du capital social au jour de la décision du Conseil d'administration, étant précisé que ce montant s'imputerait sur le plafond global visé au paragraphe 2 de la 5<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, tel que réitéré au titre de la 11<sup>ème</sup> résolution ci-dessus, ou, le cas échéant, sur le plafond global éventuellement prévu par une résolution de même nature qui pourrait succéder à cette résolution pendant la durée de validité de la présente délégation.

À ces plafonds s'ajouterait, le cas échéant, le montant nominal des actions à émettre pour préserver, conformément aux dispositions légales et réglementaires et, le cas échéant, aux stipulations contractuelles prévoyant d'autres cas d'ajustement, les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital ou autres droits donnant accès au capital.

Le prix d'émission des actions nouvelles ou valeurs mobilières donnant accès au capital à émettre en vertu de cette délégation serait fixé par le Conseil d'administration sur la base du cours de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris ; ce prix serait égal à la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société lors des vingt séances de bourse précédant (i) le jour de la décision fixant la date d'ouverture de la souscription à l'augmentation de capital correspondante réalisée en vertu de cette résolution, ou (ii) s'il s'agit d'une opération réalisée dans le cadre d'un plan global

d'actionnariat salarié mis en place en France et à l'étranger, le jour de la décision fixant la date d'ouverture de la souscription à l'augmentation de capital correspondante réalisée en vertu de la 13<sup>ème</sup> résolution diminuée d'une décote maximum de 30%.

La durée de validité de cette délégation de compétence serait fixée à dix-huit mois, à compter du jour de l'assemblée générale.

### **Autorisation à donner au Conseil d'administration à l'effet de réduire le capital social par annulation des actions auto-détenues (15<sup>ème</sup> résolution)**

Il vous est proposé, corrélativement à la 10<sup>ème</sup> résolution ci-dessus, autorisant le Conseil d'administration à acheter des actions de la Société aux fins notamment de l'annulation de tout ou partie des actions ainsi rachetées, d'autoriser le Conseil d'administration à réduire le capital social, en une ou plusieurs fois, par annulation de toute quantité d'actions auto-détenues qu'il décidera dans les limites autorisées par la loi.

Le nombre maximum d'actions annulées par la Société pendant la période de vingt-quatre mois précédant ladite annulation, y compris les actions faisant l'objet de ladite annulation, ne pourrait excéder 10% des actions composant le capital de la Société à cette date.

Cette autorisation serait donnée pour une période de vingt-six mois à compter du jour de l'assemblée générale.

## 8.3 RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES OPÉRATIONS SUR VALEURS MOBILIÈRES

### 8.3.1 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES MODIFICATIONS ENVISAGÉES DES PLAFONDS DES DÉLÉGATIONS RELATIVES AUX ÉMISSIONS D' ACTIONS ET DE VALEURS MOBILIÈRES AVEC SUPPRESSION DU DROIT PRÉFÉRENTIEL DE SOUSCRIPTION (11<sup>ÈME</sup> RÉOLUTION)

#### Assemblée Générale mixte du 28 juin 2019

À l'assemblée générale de la société NEOEN,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société et en exécution de la mission prévue par les articles L. 228-92 et L. 225-135 et suivants du code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur les modifications envisagées des plafonds des délégations au Conseil d'Administration de différentes émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières, opérations sur lesquelles vous êtes appelés à vous prononcer.

Votre assemblée générale avait autorisé en date du 2 octobre 2018 les délégations suivantes :

- au titre de sa 6<sup>ème</sup> résolution, la délégation de sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription, par offre au public, dans la limite d'un montant nominal de 60 millions d'euros, valable jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020 ; et
- au titre de sa 7<sup>ème</sup> résolution, la délégation de sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec suppression du droit préférentiel de souscription par placement privé visé à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, dans la limite d'un montant nominal de 10 millions d'euros, étant précisé que ce montant s'impute sur le plafond prévu à la 6<sup>ème</sup> résolution, valable jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2020.

Nous avons présenté un rapport à cette assemblée pour les opérations précitées. Il est désormais proposé à votre assemblée générale d'apporter des modifications aux délégations au Conseil d'administration concernant le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées:

- le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées, en vertu de la 6<sup>ème</sup> résolution de l'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, ne pourra excéder un nouveau plafond nominal fixé à 80 millions d'euros, étant précisé que compte tenu du montant nominal de l'augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription par offre au public réalisée le 16 octobre 2018 de 54.545.454,00 euros imputé sur le plafond de ladite 6<sup>ème</sup> résolution, le montant nominal total des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées à compter de cette modification ne pourra pas être supérieur à 25.454.546 d'euros ;
- le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées, en vertu de la 7<sup>ème</sup> résolution de l'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, ne pourra excéder un nouveau plafond nominal fixé à 25 millions d'euros ;
- les limites des montants des titres de créances autorisés en cas d'émission de valeurs mobilières prenant la forme de titres de créance donnant accès, immédiatement ou à terme, au capital de la Société, au titre des 6<sup>ème</sup> ou 7<sup>ème</sup> résolutions de l'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 sont les suivantes :
  - le montant nominal des titres de créances susceptibles d'être émis immédiatement ou à terme en vertu de chacune des 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> résolutions de l'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 est fixé à 200 millions d'euros ou la contre-valeur de ce montant en toute autre monnaie ou unité monétaire établie par référence à plusieurs monnaies à la date d'émission,
  - ce montant sera majoré, le cas échéant, de toute prime de remboursement au-dessus du pair,
  - ce montant est indépendant du montant des titres de créance dont l'émission pourrait résulter de l'utilisation des autres résolutions soumises à la présente assemblée, ainsi que de celles de l'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, et des titres de créance dont l'émission serait décidée ou autorisée par le Conseil d'administration conformément aux articles L. 228-36-A, L. 228-40, L. 228-92 alinéa 3, L.228-93 alinéa 6 et L. 228-94 alinéa 3 du Code de commerce.



Il appartient au Conseil d'administration d'établir un rapport conformément aux articles R. 225-113 et suivants du code de commerce. Il nous appartient de donner notre avis sur les modifications envisagées des plafonds des délégations au Conseil d'administration des différentes émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières.

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 consisté à vérifier le contenu du rapport du Conseil d'administration sur les modifications envisagées des plafonds des délégations au Conseil d'administration des différentes émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur les modifications envisagées des délégations au Conseil d'administration des différentes émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières.

À Paris La Défense et à Paris, le 15 mai 2019

Les commissaires aux comptes

**DELOITTE & ASSOCIÉS**

François Xavier AMEYE

**RSM Paris**

Étienne de BRYAS



### 8.3.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES MODIFICATIONS ENVISAGÉES DES PLAFONDS DES DÉLÉGATIONS RELATIVES AUX ÉMISSIONS D' ACTIONS ET DE VALEURS MOBILIÈRES AVEC MAINTIEN DU DROIT PRÉFÉRENTIEL DE SOUSCRIPTION (12<sup>ÈME</sup> RÉOLUTION)

#### Assemblée Générale mixte du 28 juin 2019

À l'assemblée générale de la société NEOEN,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société et en exécution de la mission prévue par les articles L. 228-92 et suivants du code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur les modifications envisagées des plafonds des délégations au Conseil d'Administration de différentes émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières, opérations sur lesquelles vous êtes appelés à vous prononcer.

Votre assemblée générale avait autorisé en date du 2 octobre 2018 les délégations suivantes :

- au titre de sa 5<sup>ème</sup> résolution, la délégation de sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, avec maintien du droit préférentiel de souscription ;
- au titre de sa 8<sup>ème</sup> résolution, l'autorisation au Conseil d'administration d'émettre des actions et/ou valeurs mobilières donnant accès immédiatement ou à terme à des actions à émettre par la Société en rémunération d'apports en nature constitués de titres de capital ou de valeurs mobilières donnant accès au capital.

Nous avons présenté un rapport à cette assemblée pour les opérations précitées. Il est désormais proposé à votre assemblée générale d'apporter des modifications aux délégations au Conseil d'administration concernant le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées :

- le montant nominal des titres de créances susceptibles d'être émis immédiatement ou à terme en vertu de chacune des 5<sup>ème</sup> et 8<sup>ème</sup> résolutions de l'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018 est fixé à 200 millions d'euros ou la contre-valeur de ce montant en toute autre monnaie ou unité monétaire établie par référence à plusieurs monnaies à la date d'émission ;
- ce montant sera majoré, le cas échéant, de toute prime de remboursement au-dessus du pair ;
- ce montant est indépendant du montant des titres de créance dont l'émission pourrait résulter de l'utilisation des autres résolutions soumises à la présente assemblée, ainsi que de celles de l'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, et des titres de créance dont l'émission serait décidée ou autorisée par le Conseil d'administration conformément aux articles L. 228-36-A, L. 228-40, L. 228-92 alinéa 3, L.228-93 alinéa 6 et L. 228-94 alinéa 3 du Code de commerce.

Il appartient au Conseil d'administration d'établir un rapport conformément aux articles R. 225-113 et suivants du code de commerce. Il nous appartient de donner notre avis sur les modifications envisagées des plafonds des délégations au Conseil d'administration des différentes émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières.

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 consisté à vérifier le contenu du rapport du Conseil d'administration sur les modifications envisagées des plafonds des délégations au Conseil d'administration des différentes émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur les modifications envisagées des délégations au Conseil d'administration des différentes émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières.

À Paris La Défense et à Paris, le 15 mai 2019

Les commissaires aux comptes

**DELOITTE & ASSOCIÉS**

François Xavier AMEYE

**RSM Paris**

Étienne de BRYAS

### 8.3.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'ÉMISSION D' ACTIONS ET/OU DE VALEURS MOBILIERES AVEC SUPPRESSION DU DROIT PRÉFÉRENTIEL DE SOUSCRIPTION, RÉSERVÉE AUX ADHÉRENTS DE PLANS D'ÉPARGNE D'ENTREPRISE (13<sup>ÈME</sup> RÉSOLUTION)

#### Assemblée générale mixte du 28 juin 2019

À l'Assemblée générale de la société NEOEN,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société et en exécution de la mission prévue par les articles L. 228-92 et L. 225-135 et suivants du code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur la proposition de délégation au conseil d'administration de la compétence de décider l'émission (i) d'actions de la Société (à l'exclusion d'actions de préférence) et/ou (ii) de valeurs mobilières régies par les articles L. 228-92 alinéa 1 ou L. 228-94 alinéa 2 du Code de commerce donnant accès, immédiatement ou à terme au capital de la Société (y compris des titres de capital donnant droit à l'attribution de titre de créance), avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne salariale (ou tout autre plan aux adhérents duquel ou desquels les articles L. 3332-1 et suivants du Code du travail ou toute loi ou réglementation analogue permettrait de réserver une augmentation de capital dans des conditions équivalentes) mis en place au sein d'une entreprise ou groupe d'entreprises, françaises ou étrangères, entrant dans le périmètre de consolidation ou de combinaison des comptes de la Société en application de l'article L. 3344-1 du Code du travail, opération sur laquelle vous êtes appelés à vous prononcer.

Le montant nominal maximum de l'émission susceptible d'être réalisée immédiatement ou à terme en vertu de la présente autorisation est fixé à 1% du capital social au jour de la décision du Conseil d'administration. Etant précisé que ce montant s'imputera sur le plafond global prévu au paragraphe 2 de la 5<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, tel que réitéré au titre de la 11<sup>ème</sup> résolution de la présente assemblée générale, ou le cas échéant, sur le plafond global éventuellement prévu par une résolution de même nature qui pourrait succéder à ladite résolution pendant la durée de validité de la présente délégation.

Cette émission est soumise à votre approbation en application des dispositions des articles L. 225-129-6 al 2 du code de commerce et L. 3332-18 et suivants du code du travail.

Votre conseil d'administration vous propose, sur la base de son rapport, de lui déléguer pour une durée de 26 mois la compétence pour décider une émission et supprimer votre droit préférentiel de souscription aux actions ordinaires ou valeurs mobilières à émettre. Le cas échéant, il lui appartiendra de fixer les conditions définitives d'émission de cette opération.

Il appartient au conseil d'administration d'établir un rapport conformément aux articles R. 225-113 et suivants du code de commerce. Il nous appartient de donner notre avis sur la sincérité des informations chiffrées tirées des comptes, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription, et certaines autres informations concernant l'émission, données dans ce rapport.

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 consisté à vérifier le contenu du rapport du conseil d'administration relatif à cette opération et les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre.

Sous réserve de l'examen ultérieur des conditions de l'émission qui serait décidée, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre donnés dans le rapport du Conseil d'administration.

Les conditions définitives de l'émission n'étant pas fixées, nous n'exprimons pas d'avis sur celles-ci et, par voie de conséquence, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription qui vous est faite.

Conformément à l'article R. 225-116 du code de commerce, nous établissons un rapport complémentaire, le cas échéant, lors de l'utilisation de cette délégation par votre conseil d'administration.

À Paris La Défense et à Paris, le 15 mai 2019

Les commissaires aux comptes

**DELOITTE & ASSOCIÉS**

François Xavier AMEYE

**RSM Paris**

Étienne de BRYAS

### 8.3.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'ÉMISSION D' ACTIONS ET/OU DE VALEURS MOBILIÈRES AVEC SUPPRESSION DU DROIT PRÉFÉRENTIEL (14<sup>ÈME</sup> RÉSOLUTION)

#### Assemblée générale mixte du 28 juin 2019

À l'Assemblée générale de la société NEOEN,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société et en exécution de la mission prévue par les articles L. 228-92 et L. 225-135 et suivants du code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur la proposition de délégation au conseil d'administration de la compétence de décider l'émission (i) d'actions de la Société (à l'exclusion d'actions de préférence), et/ou (ii) de valeurs mobilières régies par les articles L.228-92 alinéa 1, L.228-93 alinéas 1 et 3 ou L. 228-94 alinéa 2 du Code de commerce donnant accès immédiatement ou à terme, au capital de la Société (y compris des titres de capital donnant droit à l'attribution de titres de créance) avec suppression du droit préférentiel de souscription, en une ou plusieurs fois, réservée à la catégorie de bénéficiaires suivante : (i) les Salariés Etrangers, (ii) les OPCVM ou autres entités, ayant ou non la personnalité morale, d'actionnariat salarié investis en titres de la Société dont les porteurs de parts ou les actionnaires seront constitués de Salariés Etrangers, et/ou (iii) tout établissement bancaire ou entité contrôlée par un tel établissement au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce intervenant à la demande de la Société pour la mise en place d'une offre structurée aux Salariés Etrangers, opération sur laquelle vous êtes appelés à vous prononcer.

Le montant nominal maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées immédiatement ou à terme en vertu de la présente délégation est fixé à 1% du capital social au jour de la décision du Conseil d'administration, étant précisé que ce montant s'imputera sur le plafond global visé au paragraphe 2 de la 5ème résolution de l'Assemblée générale mixte du 2 octobre 2018, tel que réitéré au titre de la 11ème résolution de la présente assemblée générale, ou, le cas échéant, sur le plafond global éventuellement prévu par une résolution de même nature qui pourrait succéder à cette résolution pendant la durée de validité de la présente délégation.

Votre conseil d'administration vous propose, sur la base de son rapport, de lui déléguer pour une durée de 18 mois la compétence pour décider une émission et supprimer votre droit préférentiel de souscription aux actions ordinaires ou valeurs mobilières à émettre. Le cas échéant, il lui appartiendra de fixer les conditions définitives d'émission de cette opération.

Il appartient au conseil d'administration d'établir un rapport conformément aux articles R.225-113 et suivants du code de commerce. Il nous appartient de donner notre avis sur la sincérité des informations chiffrées tirées des comptes, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription, et certaines autres informations concernant l'émission, données dans ce rapport.

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 consisté à vérifier le contenu du rapport du conseil d'administration relatif à cette opération et les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre.

Sous réserve de l'examen ultérieur des conditions de l'émission qui serait décidée, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre donnés dans le rapport du Conseil d'administration.

Les conditions définitives de l'émission n'étant pas fixées, nous n'exprimons pas d'avis sur celles-ci et, par voie de conséquence, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription qui vous est faite.

Conformément à l'article R. 225-116 du code de commerce, nous établirons un rapport complémentaire, le cas échéant, lors de l'utilisation de cette délégation par votre conseil d'administration.

À Paris La Défense et à Paris, le 15 mai 2019

Les commissaires aux comptes

**DELOITTE & ASSOCIÉS**

François Xavier AMEYE

**RSM Paris**

Étienne de BRYAS

### 8.3.5 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LA RÉDUCTION DU CAPITAL (15<sup>ÈME</sup> RÉOLUTION)

#### Assemblée générale mixte du 28 juin 2019

À l'assemblée générale de la société NEOEN,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société et en exécution de la mission prévue à l'article L. 225-209 du code de commerce en cas de réduction du capital par annulation d'actions achetées, nous avons établi le présent rapport destiné à vous faire connaître notre appréciation sur les causes et conditions de la réduction du capital envisagée.

Votre Conseil d'administration vous propose de lui déléguer, pour une durée de 26 mois à compter du jour de la présente assemblée, tous pouvoirs pour annuler, dans la limite de 10% de son capital, pendant la période de 24 mois précédant ladite annulation, les actions achetées au titre de la mise en œuvre d'une autorisation d'achat par votre société de ses propres actions dans le cadre des dispositions de l'article précité.

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 conduisent à examiner si les causes et conditions de la réduction du capital envisagée, qui n'est pas de nature à porter atteinte à l'égalité des actionnaires, sont régulières.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur les causes et conditions de la réduction de capital envisagée.

À Paris La Défense et à Paris, le 15 mai 2019

Les commissaires aux comptes

**DELOITTE & ASSOCIÉS**

François Xavier AMEYE

**RSM Paris**

Étienne de BRYAS

## 8.4 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS

### Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

À l'assemblée générale de la société NEOEN,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société des conventions et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions et engagements. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements déjà approuvés par l'assemblée générale.

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 consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

## CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS SOUMIS À L'APPROBATION DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

### CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS AUTORISÉS ET CONCLUS AU COURS DE L'EXERCICE ÉCOULÉ

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants conclus au cours de l'exercice écoulé qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Contrat de garantie et de placement (*Underwriting Agreement*).

#### Personnes concernées

Impala SAS, le FPCI Capenergie II, représenté par sa société de gestion Omnes Capital et le FPCI Fonds ETI 2020, représenté par sa société de gestion EpiFrance Investissement (les « actionnaires cédants »).

#### Nature et objet

- Contrat de garantie et de placement (*Underwriting Agreement*) entre Neoen S.A. (la « Société ») et les actionnaires cédants, d'une part, et J.P. Morgan Securities plc et Natixis en qualité de Coordinateurs Globaux, Barclays PLC et Société Générale en qualité de Teneurs de Livre Associés, et Carnegie AS en qualité de Chef de File Associé (les « Établissements Garants »), d'autre part, conclu le 16 octobre 2018.

#### Modalités

- Votre Conseil d'administration en date du 16 octobre 2018 a préalablement autorisé la conclusion de ce contrat de garantie.
- Aux termes de ce contrat, les Établissements Garants, agissant non solidairement entre eux, se sont engagés chacun à concurrence d'un nombre maximum d'actions offertes dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société, à faire acquérir et payer, souscrire et libérer, ou le cas échéant à acquérir et payer, souscrire et libérer eux-mêmes, les actions offertes au prix de l'offre à la date de règlement-livraison.
- Les engagements pris par les Établissements Garants étaient soumis aux conditions suspensives usuelles.
- Le contrat de garantie prévoit que les établissements financiers contractants soient rémunérés par des commissions prévues audit contrat.
- Le nombre total d'actions Neoen offertes dans le cadre de son introduction en bourse à l'issue de l'exercice de l'option de surallocation s'est élevé à 42 249 457 actions, soit 27 272 727 actions nouvelles et 14 976 730 actions existantes, portant ainsi la taille de l'offre à environ 697 millions d'euros.

#### Motifs justifiant de son intérêt pour la Société

- Le contrat de garantie et de placement s'est inscrit dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société dont il constituait une composante indissociable, conformément aux pratiques de marché. Compte tenu des bénéfices attendus de l'introduction en bourse pour la Société, le Conseil a estimé que ledit contrat de garantie était conforme à l'intérêt social de la Société.

## CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS DÉJÀ APPROUVÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

### CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS APPROUVÉS AU COURS DE L'EXERCICE ÉCOULÉ

Nous avons par ailleurs été informés de l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'assemblée générale du 2 octobre 2018, sur rapport spécial des commissaires aux comptes du 17 septembre 2018.

Engagements concernant une indemnité de cessation de fonctions et l'indemnité de non-concurrence du Président-directeur général, sous la condition suspensive de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

#### Personne concernée

Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général.

#### Termes et conditions de l'engagement

- En cas de révocation (hors les cas de faute grave ou lourde) ou de non-renouvellement de son mandat social, le Directeur général recevra une indemnité de départ (V. « Indemnité ») équivalent à six (6) mois de rémunération (la « Rémunération »), un mois de rémunération étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées.
- Le versement de l'Indemnité sera subordonné à la condition que la somme des résultats nets du Groupe au titre des deux derniers exercices clos, précédant sa révocation ou, selon le cas l'échéance de son mandat non renouvelé, soit positive.
- En cas de cessation de ses fonctions au titre de son mandat social, le Directeur général s'engage à ne pas exercer, sur le territoire français, à quelque titre que ce soit, une activité concurrente de celle de la Société et à ne pas s'intéresser directement ou indirectement à toutes activités pouvant concurrencer les activités de la Société, pendant une durée de douze (12) mois à compter de la cessation desdites fonctions.
- En contrepartie de cet engagement de non-concurrence, le Directeur général percevra pendant les douze (12) mois suivant la cessation de ses fonctions au titre de son mandat social, une contrepartie financière mensuelle d'un montant égal à 70% de la Rémunération perçue pendant les douze (12) derniers mois précédant la date de cessation de ses fonctions au sein de la Société. La Société se réserve le droit de renoncer au bénéfice de cette clause de non-concurrence.
- Il est précisé que le versement de l'indemnité de non-concurrence est exclu dès lors que le dirigeant fait valoir ses droits à la retraite. En tout état de cause, aucune indemnité ne peut être versée au-delà de 65 ans.

Paris-la Défense et Paris, le 17 avril 2019

Les commissaires aux comptes

**DELOITTE & ASSOCIÉS**

François Xavier AMEYE

**RSM Paris**

Étienne de BRYAS



# 09

## INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

9.1	PERSONNES RESPONSABLES	304	9.4	DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC	305
9.1.1	Nom et fonction du responsable du document de référence	304	9.5	DÉTAIL DES PROJETS	306
9.1.2	Attestation de la personne responsable du document de référence	304	9.5.1	Photovoltaïque	306
9.1.3	Nom et fonction du responsable de l'information financière	304	9.5.2	Éolien	314
9.2	COMMISSAIRES AUX COMPTES	304	9.5.3	Stockage d'énergie	316
9.2.1	Commissaires aux comptes titulaires	304	9.6	TABLES DE CONCORDANCE	318
9.2.2	Commissaire aux comptes suppléant	304	9.6.1	Table de concordance avec le règlement (CE) N° 809/2004	318
9.3	INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES INCLUSES PAR RÉFÉRENCE	305	9.6.2	Table de concordance du rapport financier annuel	320
			9.6.3	Table de concordance du rapport de gestion	320
			9.7	GLOSSAIRE	322

## 9.1 PERSONNES RESPONSABLES

### 9.1.1 NOM ET FONCTION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Xavier Barbaro, Président-directeur général de Neoen.

### 9.1.2 ATTESTATION DE LA PERSONNE RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

« J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document de référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent document de référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du document de référence. »

Le 5 juin 2019

Xavier Barbaro

Président-directeur général de Neoen

### 9.1.3 NOM ET FONCTION DU RESPONSABLE DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Xavier Barbaro

Président-directeur général de Neoen

6 rue Ménars, 75002 Paris

Tel : +33 1 70 91 61 50

## 9.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES

### 9.2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

#### DELOITTE & ASSOCIÉS

Représenté par Monsieur François-Xavier Ameye,

Tour Majunga, 6 Place de la Pyramide,

92908 Paris-la-Défense Cedex

Deloitte & Associés a été nommé par décision des associés en date du 15 avril 2014 pour une durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Deloitte & Associés est membre de la Compagnie Régionale des commissaires aux comptes de Paris.

Conformément aux dispositions légales applicables, l'assemblée générale des actionnaires de la Société du 12 septembre 2018 a décidé de nommer un second commissaire aux comptes titulaire pour une durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2023 :

#### RSM PARIS

Représenté par Monsieur Etienne de Bryas,

26 rue Cambacérès,

75008 Paris

RSM Paris est membre de la Compagnie Régionale des commissaires aux comptes de Paris.

### 9.2.2 COMMISSAIRE AUX COMPTES SUPPLÉANT

#### BEAS

Représenté par Monsieur Jean-Paul Seguret

Tour Majunga, 6 Place de la Pyramide

92908 Paris-la-Défense Cedex

BEAS a été nommé commissaire aux comptes par décision des associés en date du 15 avril 2014 pour une durée de six exercices sociaux, soit jusqu'à l'issue de l'assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

BEAS est membre de la Compagnie régionale des commissaires aux comptes de Versailles.

## 9.3 INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES INCLUSES PAR RÉFÉRENCE

En application de l'article 28 du règlement CE n° 809/2004 du 29 avril 2004, sont inclus par référence dans le présent document de référence 2018 les comptes consolidés des exercices clos les 31 décembre 2016 et 31 décembre 2017 établis en application

des normes IFRS, et le rapport du commissaire aux comptes afférent présentés respectivement en Annexe II et Annexe III du document de base, enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 18 septembre 2018 sous le numéro I. 18-065.

## 9.4 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Des exemplaires du présent document de référence sont disponibles sans frais au siège social de la Société (6 rue Ménars – 75002 Paris). Le présent document de référence peut également être consulté sur le site Internet de la Société ([www.neoen.com](http://www.neoen.com)) et sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers ([www.amf-france.org](http://www.amf-france.org)).

Pendant la durée de validité du présent document de référence, les documents suivants (ou une copie de ces documents) peuvent être consultés au siège social de la Société :

- les statuts de la Société ;
- tous procès-verbaux des assemblées générales, rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques, évaluations et déclarations établis par un expert à la demande

de la Société, dont une partie est incluse ou visée dans le présent document de référence ; et

- les informations financières historiques incluses dans le présent document de référence.

L'ensemble de ces documents juridiques et financiers relatifs à la Société et devant être mis à la disposition des actionnaires conformément à la réglementation en vigueur peuvent être consultés au siège social de la Société.

Depuis l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, l'information réglementée au sens des dispositions du règlement général de l'Autorité des marchés financiers est également disponible sur le site Internet de la Société.

## 9.5 DÉTAIL DES PROJETS

### 9.5.1 PHOTOVOLTAÏQUE

#### 9.5.1.1 INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES EN OPÉRATION ET EN CONSTRUCTION

Les tableaux ci-après présentent les informations se rapportant aux installations photovoltaïques en opération et en construction détenues par le Groupe :

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité crête (en MW)	Disponibilité en 2018 (%)	Rendement (en kWh/kWc)	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (en années)
<b>Europe – Afrique</b>						
Cabrela	30/06/2014	13	99,5%	1 662	Appel d'offres public	20
Cap Découverte 1	16/02/2016	3	99,9%	1 303	TAO	18
Cap Découverte 2	06/01/2016	6	100%	1 291	TAO	18
Cap Découverte 3	14/04/2016	10	99,4%	1 277	TAO	17
Cap Découverte 4	26/04/2016	12	99,0%	1 302	TAO	17
Cestas	25/09/2015	300	98,9%	1 184	TAO	20
Coruche	24/01/2014	2	99,9%	1 534	Appel d'offres public	20
Garein	28/10/2014	10	94,8%	1 357	Appel d'offres public	20
Geloux	05/09/2014	7	100%	1 213	TAO	18
Grabels	03/08/2015	4	98,9%	1 614	Appel d'offres public	20
Kertanguy	17/10/2011	3	99,6%	1 027	TAO	20
Luxey	20/10/2014	9	98,6%	1 366	Appel d'offres public	20
Ombrineo	21/06/2016	1	99,2%	1 425	Appel d'offres public	19
Rochefort du Gard	28/06/2013	11	99,6%	1 529	Appel d'offres public	20
Seixal	14/07/2014	9	99,8%	1 680	Appel d'offres public	20
Torreilles	19/05/2011	12	99,6%	1 412	TAO	20
Ygos	28/10/2014	7	98,9%	1 313	Appel d'offres public	20
Zénith de Pau	06/10/2011	3	99,5%	947	TAO	20
CS3	20/09/2010	1	98,8%	1 197	TAO	20
Bram	13/09/2018	5	N/A <sup>(4)</sup>	1 293	Appel d'offres public	20
Cap Découverte 4 bis	17/10/2018	5	N/A <sup>(4)</sup>	1 336	Appel d'offres public	20
Lagarde d'Apt	02/08/2018	7	99,5%	1 531	Appel d'offres public	17
Lugos	12/06/2018	12	97,7%	1 297	Appel d'offres public	20
<b>Australie</b>						
DeGrussa <sup>(2)</sup>	24/06/2016	17	95,3%	2 303	Contrat de vente d'électricité privé	5
Parkes Solar Farm	30/03/2018	66	98,9%	2 089	Contrat de vente d'électricité privé	12
Griffith Solar Farm	29/03/2018	36	99,0%	2 086	Contrat de vente d'électricité privé	12
Dubbo Solar Hub	05/04/2018	29	98,2%	2 087	Appel d'offres public	12

Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (en années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) <sup>(1)</sup>	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Participation du Groupe
30/06/2014	15	253 €/MWh	100% (inflation – IPC Portugal)	0%	100%
16/02/2016	15	83 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
06/01/2016	15	83 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
14/04/2016	14	83 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
26/04/2016	14	83 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
25/09/2015	17	105 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	40%
24/01/2014	15	259 €/MWh	100% (inflation – IPC Portugal)	0%	100%
28/10/2014	16	184 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
05/09/2014	14	108 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
03/08/2015	17	239 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
17/10/2011	13	371 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
20/10/2014	16	179 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
21/06/2016	16	162 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
28/06/2013	14	150 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
14/07/2014	16	251 €/MWh	100% (inflation – IPC Portugal)	0%	50%
19/05/2011	12	328 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
28/10/2014	16	179 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
06/10/2011	13	420 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
20/09/2010	12	512 €/MWh	100% (inflation – IPC France) : 40% (à 20% de l'inflation) ; 60% (à 60% de l'inflation)	0%	100%
13/09/2018	20	87 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
17/10/2018	20	68 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
02/08/2018	17	215 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
12/06/2018	19	97 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	100%
01/08/2016	3	97 AUD/MWh <sup>(3)</sup>	Contrat d'achat d'électricité : 100% (inflation – IPC Australie) ; Contrat d'achat d'électricité portant sur les LGCs : néant	0%	100%
01/01/2018	11	97 AUD/MWh <sup>(3)</sup>	Contrat de vente d'électricité global : 100% (inflation – IPC Australie)	0%	100%
01/01/2018	11	97 AUD/MWh <sup>(3)</sup>	Contrat de vente d'électricité global : 100% (inflation – IPC Australie)	0%	100%
01/07/2019	12	Électricité : N/A (spot) LGC : 40 AUD/LGC <sup>(5)</sup>	Contrat de vente d'électricité global : 100% (inflation – IPC Australie)	100%	100%



Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité crête (en MWc)	Disponibilité en 2018 (%)	Rendement (en kWh/kWc)	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (en années)
Coleambally Solar Farm	22/11/2018	189	99,4%	2 058	Contrat de vente d'électricité privé	12
<b>Amériques</b>						
Antares	01/04/2017	75	99,0%	1 757	Appel d'offres public	20
Spica	01/04/2017	25	99,0%	1 753	Contrat de vente d'électricité privé	12
<b>TOTAL</b>		<b>888</b>				
<b>Moyenne pondérée Europe – Afrique</b>			<b>98,9%</b>	<b>1 254</b>		<b>19,7</b>
<b>Moyenne pondérée Australie</b>			<b>98,7%</b>	<b>2 082</b>		<b>11,7</b>
<b>Moyenne pondérée Amériques</b>			<b>99,3%</b>	<b>1 756</b>		<b>18,0</b>

(1) L'indexation de l'inflation est effectuée sur l'indice des prix à la consommation (« IPC ») indiqué. L'indexation sur l'IPC en France pour les projets français inclut une fraction du prix indexée sur le coût du travail des industries mécaniques et électriques et sur l'indice des prix à la production.

(2) La capacité crête installée de DeGrussa comprend 6 MW liée à l'installation de stockage d'énergie attenante.

(3) Le revenu par MWh pour chaque installation située en Australie est calculé en fonction de la moyenne de la capacité crête installée pondérée par MW pour toutes les installations situées en Australie, autre que l'installation Dubbo Solar Hub.

#### Installations photovoltaïques en construction (under construction)

Nom du projet	Date de l'instruction de procéder à la construction (notice to proceed)	Date prévue de début des opérations de commercialisation	Capacité (en MW)	Rendement (en kWh/kWc)
<b>Europe – Afrique</b>				
Corbas	25/05/2018	T1 2019	16	1 191
Miremont	20/12/2018	T3 2019	10	1 317
Saint Avit	21/12/2018	T1 2019	9	1 248
Azur Est	03/07/2018	T1 2019	9	1 248
Azur Sud	16/11/2018	T2 2019	5	1 289
Saint Eloy	17/12/2018	T3 2019	5	1 225
Bangweulu	14/12/2017	T3 2018	54	1 808
<b>Australie</b>				
Numurkah <sup>(3)</sup>	15/07/2018	T2 2019	128	1 975

Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (en années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) <sup>(1)</sup>	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Participation du Groupe
22/11/2018	12	74 AUD/MWh(3)	Contrat de vente d'électricité global : 100% (inflation – IPC Australie)	30% <sup>(7)</sup>	100%
01/04/2017	18	102 \$/MWh	70% (inflation – IPC États-Unis)	2% <sup>(6)</sup>	100%
01/04/2017	10	107 \$/MWh	70% (inflation – IPC États-Unis)	0%	100%
	<b>16</b>	<b>130 €/MWh</b>			
	<b>11</b>	<b>85 AUD/MWh</b>			
	<b>16</b>	<b>103 \$/MWh</b>			

(4) Aucune information disponible en 2018 dans la mesure où les actifs sont entrés en opération fin 2018.

(5) Pour chaque MWh produit par l'installation, un certificat de production à grande échelle (large-scale generation certificates ou LGCs) est émis.

(6) Remboursement par le gestionnaire de réseau du projet de Providencia (Unidad de Transacciones) pour les pertes d'électricité lors du transport, au prix du marché.

(7) Les revenus de marché afférents à l'installation photovoltaïque de Coleambally représenteront environ 30% de sa production d'électricité et 30% des LGCs qu'elle génère et qui seront vendus sur le marché.

Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (en années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) <sup>(1)</sup>	Participation du Groupe
Appel d'offres public	20	T1 2019	102 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%
Appel d'offres public	20	T3 2019	90 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%
Appel d'offres public	20	T1 2019	90 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%
Appel d'offres public	20	T1 2019	59 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%
Appel d'offres public	20	T2 2019	64 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%
Appel d'offres public	20	T3 2019	71 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%
Appel d'offres public	25	T3 2018	60 \$/MWh	Néant	80%
Appel d'offres public/Contrat de vente d'électricité privé	10	T2 2019	Électricité : 89 AUD/MWh LGC : 13 AUD/LGC(2)(4)	Contrat de vente d'électricité global : 100% (inflation – IPC Australie)	100%

Installations photovoltaïques en construction (*under construction*)

Nom du projet	Date de l'instruction de procéder à la construction ( <i>notice to proceed</i> )	Date prévue de début des opérations de commercialisation	Capacité (en MW)	Rendement (en kWh/kWc)
<b>Amériques</b>				
Sunny 3, Paradise Park	05/06/2018	T2 2019	51	1 705
Capella (Albireo 1&2)	27/11/2018	T1 2020	143	2 097
<b>TOTAL</b>			<b>433</b>	
<b>Moyenne pondérée EMEA</b>				<b>1 517</b>
<b>Moyenne pondérée Australie</b>				<b>1 975</b>
<b>Moyenne pondérée Amériques</b>				<b>1 993</b>

(1) L'indexation de l'inflation est effectuée sur l'indice des prix à la consommation (IPC) indiqué. L'indexation sur l'IPC en France pour les projets français inclut une fraction du prix indexée sur le coût du travail des industries mécaniques et électriques et sur l'indice des prix à la production.

(2) Pour chaque MWh produit par l'installation, un certificat de production à grande échelle (*large-scale generation certificates* ou LGCs) est émis. Le prix de vente initial représente le prix de groupe de l'ensemble des ventes d'électricité de l'installation et est un mix de prix basé sur une moyenne pondérée de prix pour (i) un contrat de vente d'électricité à l'État de Victoria et (ii) un contrat de vente d'électricité privé portant sur l'électricité produite et les LGCs.

## 9.5.1.2 PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES EN PHASE AWARDED

Les tableaux ci-après présentent les informations clés concernant les projets en phase *awarded* du Groupe selon leur état d'avancement :

Projets photovoltaïques en phase *awarded*

Nom du projet	Capacité crête installée (en MW)	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (en années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité
<b>Europe – Afrique</b>				
Cuxac	12	Appel d'offres public	20	Objet d'un recours
Vermenton les Poulettes	14	Appel d'offres public	20	T3 2020
Fossat	5	Appel d'offres public	20	T3 2019
Labourse et Beuvry Le Biez	5	Appel d'offres public	20	T2 2019
Miramas	9	Appel d'offres public	20	T4 2021
Creissan	4	Appel d'offres public	20	T2 2021
Pourrières	10	Appel d'offres public	20	En attente d'instruction de la demande de permis de construire
Artigues	10	Appel d'offres public	20	T1 2022
Lédenon	11	Appel d'offres public	20	T2 2022
Sernhac	5	Appel d'offres public	20	T4 2020
Nefiach	5	Appel d'offres public	20	Objet d'un recours
Châteaurenard	12	Appel d'offres public	20	T4 2021
Bagnoles	4	Appel d'offres public	20	Objet d'un recours
Le Bernardan	12	Appel d'offres public	20	T3 2021
Soumont	3	Appel d'offres public	20	T4 2021
Aix-en-Provence Bregues d'Or	2	Appel d'offres public	20	T1 2020
Ecarpière	14	Appel d'offres public	20	T4 2021
Morcenx I	17	Appel d'offres public	20	T1 2021
Levrux	10	Appel d'offres public	20	T1 2021
Mer	15	Appel d'offres public	20	T3 2020
Arue 1	10	Appel d'offres public	20	T3 2021
Arue 3	16	Appel d'offres public	20	T3 2021
Reaup-Lisse	15	Appel d'offres public	20	T3 2020

Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (en années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) <sup>(1)</sup>	Participation du Groupe
Appel d'offres public	20	T1 2019	85 \$/MWh	50% (inflation – IPC États-Unis)	50% +1 action
Appel d'offres public	20	T4 2019	50 \$/MWh	70% (inflation – IPC États-Unis)	100%
	<b>23</b>		<b>72 €/MWh</b>		
	<b>10</b>		<b>Électricité : 89AUD/MWhLGC : 13 AUD/LGC</b>		
	<b>20</b>		<b>59 \$/MWh</b>		

(3) La part de la capacité de l'installation photovoltaïque de Numurkah allouée aux ventes sur le marché représentera environ 40% de la production d'électricité et 12% des LGCs qu'elle génère seront vendus sur le marché.

(4) Le contrat d'achat d'électricité de l'installation photovoltaïque de Numurkah portant sur les LGCs (couvrant environ 30% de ses LGCs) est indexé à un taux fixe de 2,5% pendant cinq ans, suivi d'une baisse de 25% du prix après cinq ans, le prix étant ensuite indexé sur l'inflation à 100%.

% de la capacité totale attribuée	Prix de vente initial	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) <sup>(1)</sup>	Rendement (en kWh/kWc)	Participation de Neoen
1,5%	89 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 395	100%
1,7%	70 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 107	100%
0,6%	72 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 385	100%
0,6%	71 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 034	100%
1,1%	75 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 624	100%
0,5%	92 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 452	100%
1,2%	159 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 645	100%
1,2%	78 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 750	100%
1,4%	87 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 511	100%
0,6%	76 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 736	100%
0,6%	77 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 456	100%
1,5%	70 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 593	100%
0,5%	84 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 477	100%
1,5%	67 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 220	100%
0,4%	70 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 467	100%
0,2%	71 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 450	100%
1,7%	62 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 229	100%
2,1%	56 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 491	100%
1,2%	60 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 176	100%
1,9%	54 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 160	100%
1,2%	58 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 476	100%
2%	54 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 476	100%
1,9%	54 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1 390	100%

Projets photovoltaïques en phase *awarded*

Nom du projet	Capacité crête installée (en MW)	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (en années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité
<b>Amériques</b>				
La Puna	107	Appel d'offres public	20	T2 2020
Altiplano	101	Appel d'offres public	20	T2 2020
Aguascalientes <sup>(2)</sup>	375	Appel d'offres public	Électricité : 15 ans Certificats (CEL) : 20 ans	T1 2020
<b>TOTAL</b>	<b>803</b>			
<b>Moyenne pondérée Europe – Afrique</b>			<b>20</b>	
<b>Moyenne pondérée Australie</b>			<b>N/A</b>	
<b>Moyenne pondérée Amériques</b>			<b>20</b>	

(1) L'indexation de l'inflation est effectuée sur l'indice des prix à la consommation (« IPC ») indiqué. L'indexation sur l'IPC en France pour les projets français inclut une fraction du prix indexée sur le coût du travail des industries mécaniques et électriques et sur l'indice des prix à la production.

(2) L'installation est entrée en construction depuis le 30 décembre 2018.

% de la capacité totale attribuée	Prix de vente initial	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) <sup>(1)</sup>	Rendement (en kWh/kWc)	Participation de Neoen
13,3%	55 \$/MWh	100% (facteur basé sur l'inflation) <sup>(3)</sup>	3 055	100%
12,6%	40 \$/MWh	100% (facteur basé sur l'inflation) <sup>(3)</sup>	3 098	100%
46,7%	18,93 \$/MWh : Électricité : 12,62 \$/MWh pour 15 ans Certificats : 6,31 \$/CEL pour 20 ans	30% : 20% (PPI américain) ; 10% (PPI mexicain) <sup>(4)</sup>	2 425	100%
<b>100,0%</b>			1 402	
			N/A	
			2 784	

(3) L'indexation correspond au prix d'acquisition de l'électricité multiplié par un nombre fixe correspondant à des prévisions d'inflation de 1,7% aux États-Unis, comme indiqué dans le tableau ci-dessous :

Année de production	Ajustement du prix
1	Prix x 1,0171
2	Prix x 1,0344
3	Prix x 1,0521
4	Prix x 1,0701
5	Prix x 1,0883
6	Prix x 1,1069
7	Prix x 1,1258
8	Prix x 1,1450
9	Prix x 1,1646
10	Prix x 1,1845
11	Prix x 1,2047
12	Prix x 1,2253
13	Prix x 1,2462
14	Prix x 1,2675
15	Prix x 1,2891
16	Prix x 1,3111
17	Prix x 1,3335
18	Prix x 1,3563
19	Prix x 1,3794
20	Prix x 1,4030

(4) À un taux de change fixe entre le dollar américain et le peso mexicain.



## 9.5.2 ÉOLIEN

### 9.5.2.1 INSTALLATIONS ÉOLIENNES EN OPÉRATION ET EN CONSTRUCTION

Les tableaux ci-après présentent les informations se rapportant aux installations éoliennes en opération et en construction détenues par le Groupe :

#### Installations éoliennes en opération

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité (en MW)	Disponibilité en 2018 (%)	Rendement (en kWh/kW)	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (en années)
<b>Europe – Afrique</b>						
Auxois Sud	10/06/2010	12	98,4%	1 640	TAO	15
Bais et Trans	10/12/2012	6	97,9%	2 564	TAO	15
Bussy 1A	16/01/2017	9	99,5%	2 321	TAO	14
Bussy 1B	02/12/2016	9	99,8%	2 321	TAO	15
Bussy 2	01/12/2016	7	99,7%	2 321	TAO	15
Champs d'Amour	15/01/2018	9	94,6%	2 460	TAO	15
Chapelle Vallon	01/12/2011	12	99,1%	2 340	TAO	15
La Montagne	20/10/2014	12	98,9%	2 186	TAO	15
Osière	21/07/2017	14	98,4%	2 866	TAO	15
Raucourt II Flaba	13/07/2016	10	98,2%	2 354	TAO	15
Raucourt II La Tabatière	28/06/2016	10	98,8%	2 354	TAO	15
Réclainville	17/12/2012	6	97,7%	2 961	TAO	15
Vallée aux Grillons	01/06/2017	11	98,6%	3 302	TAO	15
Villacerf	27/01/2016	10	97,4%	2 285	TAO	15
Pays Chaumontois	01/04/2018	14	99,4%	2 760	Contrat pour différence	15
Chassepain	21/06/2018	20	99,8%	2 656	Contrat pour différence	15
<b>Australie</b>						
HWF1	11/11/2016	102	99,3%	4 081	Appel d'offres public	20
HWF2	08/06/2017	102	98,8%	3 751	Appel d'offres public	20
HWF3	18/12/2017	112	99,1%	3 670	Appel d'offres public	20
<b>TOTAL</b>		<b>569</b>				
<b>Moyenne pondérée Europe – Afrique</b>			<b>98,7%</b>	<b>2 488</b>		<b>15</b>
<b>Moyenne pondérée Australie</b>			<b>99,1%</b>	<b>3 829</b>		<b>20</b>

(1) L'indexation de l'inflation est effectuée sur l'indice des prix à la consommation (« IPC ») indiqué. L'indexation sur l'IPC en France pour les projets français inclut une fraction du prix indexée sur le coût du travail des industries mécaniques et électriques et sur l'indice des prix à la production.

Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (en années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) <sup>(1)</sup>	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Participation du Groupe
10/06/2010	6	86 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
10/12/2012	9	86 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
16/01/2017	12	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
02/12/2016	13	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
01/12/2016	13	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
15/01/2018	14	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
01/12/2011	8	86 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
20/10/2014	11	85 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
21/07/2017	14	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
13/07/2016	13	85 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
28/06/2016	12	85 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
17/12/2012	9	86 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
01/06/2017	13	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
27/01/2016	12	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
01/04/2018	14	81 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
21/06/2018	14	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	100%
16/02/2017	18	92 AUD/MWh	Néant	0%	70%
01/12/2018	20	77 AUD/MWh	Néant	0%	80%
01/10/2019	20	78 AUD/MWh	Néant	0%	80%
	<b>12</b>	<b>85 €/MWh</b>			
	<b>19</b>	<b>82 AUD/MWh</b>			

Installations éoliennes en construction (*under construction*)

Nom du projet	Date de l'instruction à la construction ( <i>notice to proceed</i> )	Date prévue de début des opérations de commercialisation	Capacité (en MW)	Rendement (en kWh/kW)	Contrat de vente d'électricité
<b>Europe – Afrique</b>					
Auxois Sud II	15/02/2018	T2 2019	16	2 778	Contrat pour différence
Les Hauts Chemins	20/08/2018	T2 2019	14	2 831	Contrat pour différence
Hedet	27/09/2018	T1 2020	81	3 482	Contrat de vente d'électricité privé
<b>Australie</b>					
Bulgana <sup>(3)</sup>	19/03/2018	T3 2019	214	3 753	Appel d'offres public/Contrat de vente d'électricité privé
<b>TOTAL</b>			<b>326</b>		
<b>Moyenne pondérée Europe – Afrique</b>				<b>3 297</b>	
<b>Moyenne pondérée Australie</b>				<b>3 753</b>	

(1) L'indexation de l'inflation est effectuée sur l'indice des prix à la consommation (IPC) indiqué. L'indexation sur l'IPC en France pour les projets français inclut une fraction du prix indexée sur le coût du travail des industries mécaniques et électriques et sur l'indice des prix à la production.

## 9.5.2 PROJETS ÉOLIENS EN PHASE AWARDED

Les tableaux ci-après présentent les informations clés concernant les projets en phase *awarded* du Groupe selon leur état d'avancement :

Projets éoliens en phase *awarded*

Nom du projet	Capacité (en MW)	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (en années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité
<b>Europe – Afrique</b>				
Courcome	11	Contrat pour différence	15	T4 2020
La Garenne	10	Contrat pour différence	15	T4 2019
Le Mont de Malan	30	Contrat pour différence	15	T3 2020
Viersat – Quinssaines	16	Contrat pour différence	15	T3 2020
Le Berger	14	Contrat pour différence	15	T4 2021
<b>TOTAL</b>		<b>81</b>		
<b>Moyenne pondérée Europe – Afrique</b>			<b>15</b>	

(1) L'indexation de l'inflation est effectuée sur l'indice des prix à la consommation (« IPC ») indiqué. L'indexation sur l'IPC en France pour les projets français inclut une fraction du prix indexée sur le coût du travail des industries mécaniques et électriques et sur l'indice des prix à la production.

## 9.5.3 STOCKAGE D'ÉNERGIE

Nom du projet	Statut	Date prévue de début des opérations de commercialisation	Capacité en opération (en MW)	Disponibilité en 2018 (%)	Rendement (en kWh/kW)
<b>Europe – Afrique</b>					
Azur Stockage	En construction	T1 2019	6	N/A	N/A
<b>Australie</b>					
HPR <sup>(1)</sup>	En opération	16/12/2017	100	N/A	N/A
<b>TOTAL</b>				<b>N/A</b>	

(1) Hornsdale Power Reserve (HPR) est l'installation de stockage d'énergie attenante aux projets HWF1, HWF2 et HWF3 d'Hornsdale Wind Farm.

Durée du contrat de vente d'électricité (en années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) <sup>(1)</sup>	Participation du Groupe
15	T2 2019	80,97 € +2,8 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	100%
15	T2 2019	80,97 € +2,8 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	100%
10	T1 2020	34,13 €/MWh	N/A	80%
15	Entre T3 2019 et T4 2021	60,1 AUD/MWh <sup>(2)</sup>	Taux fixe de 2,5%	100%
<b>11</b>		<b>47,7 €/MWh</b>		
<b>15</b>		<b>60,1 AUD/MWh<sup>(3)</sup></b>		

(2) Prix du contrat de vente d'électricité conclu avec le gouvernement de l'État de Victoria seulement.

(3) La capacité de Bulgana inclut 20 MW correspondant à l'installation attenante de stockage d'énergie.

% de la capacité totale attribuée	Prix de vente initial	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) <sup>(1)</sup>	Rendement (en kWh/kW)	Participation de Neoen
14%	80,97 € +2,8 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	2 722	100%
12%	80,97 € +2,8 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	2 247	100%
37%	80,97 € +2,8 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	2 232	100%
20%	80,97 € +2,8 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	2 400	100%
17%	80,97 € +2,8 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	2 662	100%
<b>100%</b>			<b>2 409</b>	

Contrat de vente	Durée du contrat (en années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) <sup>(1)</sup>	Participation du Groupe
N/A	N/A	T1 2019	N/A	N/A	100%
Appel d'offres public	11	16/12/2017	N/A	N/A	100%

## 9.6 TABLES DE CONCORDANCE

### 9.6.1 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RÈGLEMENT (CE) N° 809/2004

La présente table de concordance reprend les principales rubriques prévues par le règlement (CE) numéro 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004 et renvoie aux chapitres/sections du présent document de référence où sont mentionnées les informations relatives à chacune de ces rubriques.

N°	Rubriques figurant dans l'Annexe 1 du règlement 809/2004	Chapitre/Section
<b>1.</b>	<b>Personnes responsables</b>	
1.1.	Identification des personnes responsables	9.1.1. et 9.1.3.
1.2.	Déclaration des personnes responsables	9.1.2.
<b>2.</b>	<b>Contrôleurs légaux des comptes</b>	
2.1.	Nom et adresse des contrôleurs légaux des comptes	9.2.
2.2.	Changement dans les contrôleurs légaux au cours de la période	9.2.
<b>3.</b>	<b>Informations financières sélectionnées</b>	
3.1.	Présentation des informations financières historiques sélectionnées	2.1.2.
3.2.	Informations financières sélectionnées pour des périodes intermédiaires	N/A
<b>4.</b>	<b>Facteurs de risques</b>	<b>03.</b>
<b>5.</b>	<b>Informations concernant l'émetteur</b>	
5.1.	Histoire et évolution de la Société	1.1.
5.2.	Investissements	2.2.3.
<b>6.</b>	<b>Aperçu des activités</b>	
6.1.	Principales activités	1.4.
6.2.	Principaux marchés	1.3.
6.3.	Événements exceptionnels	N/A
6.4.	Degré de dépendance de la Société à l'égard de brevets ou de licences, de contrats industriels, commerciaux ou financiers, ou de nouveaux procédés de fabrication	1.8.
6.5.	Éléments sur lesquels est fondée toute déclaration de l'émetteur concernant sa position concurrentielle	N/A
<b>7.</b>	<b>Organigramme</b>	
7.1.	Description du Groupe et place de la Société dans le Groupe	2.4.2.
7.2.	Liste des filiales importantes de la Société	2.4.2.
<b>8.</b>	<b>Propriétés immobilières, usines et équipements</b>	
8.1.	Immobilisations corporelles importantes existantes ou planifiées	1.6.
8.2.	Question environnementale pouvant influencer l'utilisation, faite par la Société, de ses immobilisations corporelles	05.
<b>9.</b>	<b>Examen de la situation financière et du résultat</b>	
9.1.	Situation financière, évolution de cette situation, résultat des opérations effectuées durant chaque exercice et période intermédiaire pour lesquelles des informations financières historiques sont exigées	2.1.
9.2.	Résultat d'exploitation	2.1.
<b>10.</b>	<b>Trésorerie et capitaux</b>	<b>2.2.</b>
10.1.	Indications sur les capitaux de l'émetteur à court et long terme	2.2.
10.2.	Source et montant des flux de trésorerie de la Société et description de ces flux	2.2.
10.3.	Informations sur les conditions d'emprunt et la structure de financement de la Société	2.2.
10.4.	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 la Société	2.2.
10.5.	Informations concernant les sources de financement	2.2.
<b>11.</b>	<b>Recherche et développement, brevets et licences</b>	<b>1.8.</b>

N°	Rubriques figurant dans l'Annexe 1 du règlement 809/2004	Chapitre/Section
<b>12.</b>	<b>Informations sur les tendances</b>	
12.1.	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	2.3.
12.2.	Tendance, incertitudes, demandes ou tout engagement ou événement raisonnablement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives de la Société, au moins pour l'exercice en cours	2.3.
<b>13.</b>	<b>Prévisions ou estimations du bénéfice</b>	<b>N/A</b>
<b>14.</b>	<b>Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale</b>	
14.1.	Composition des organes d'administration et de direction	6.1.1.
14.2.	Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de surveillance et de la direction générale ainsi que tout accord conclu	6.2.2.
<b>15.</b>	<b>Rémunération et avantages</b>	<b>6.3.</b>
15.1.	Rémunérations et avantages en nature	6.3.
15.2.	Retraites et autres avantages	6.3.4.
<b>16.</b>	<b>Fonctionnement des organes d'administration et de direction</b>	
16.1.	Mandats des membres du Conseil d'administration	6.1.1.
16.2.	Contrats de services liant les membres des organes d'administration et de direction	6.2.2.
16.3.	Informations sur le Comité d'audit et le Comité des rémunérations	6.2.2.
16.4.	Déclaration relative au gouvernement d'entreprise	6.2.1.
<b>17.</b>	<b>Salariés</b>	
17.1.	Nombre de salariés	2.4.3.
17.2.	Participations dans le capital de l'émetteur et stock-options	N/A
17.3.	Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	7.2.12.
<b>18.</b>	<b>Principaux actionnaires</b>	
18.1.	Identification des principaux actionnaires	7.3.1.
18.2.	Existence de droits de vote différents	7.3.1.
18.3.	Contrôle de l'émetteur	7.3.1.
18.4.	Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	7.3.7.
<b>19.</b>	<b>Opérations avec des apparentés</b>	<b>6.4.3. et 4.1. Note 34</b>
<b>20.</b>	<b>Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur</b>	
20.1.	Informations financières historiques	4.1.
20.2.	Informations financières pro forma	N/A
20.3.	États financiers	4.1 et 4.3.
20.4.	Vérifications des informations financières historiques annuelles	4.2. et 4.4.
20.5.	Date des dernières informations financières	4.1.
20.6.	Informations financières intermédiaires et autres	N/A
20.7.	Politique de distribution des dividendes	7.3.8.
20.8.	Procédures judiciaires et d'arbitrage	3.1.2.
20.9.	Changement significatif de la situation financière ou commerciale	N/A
<b>21.</b>	<b>Informations complémentaires</b>	
21.1.	Capital social	7.2.1.
21.2.	Actes constitutifs et statuts	7.1.
<b>22.</b>	<b>Contrats importants</b>	<b>1.7.</b>
<b>23.</b>	<b>Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts</b>	
23.1.	Déclaration ou rapport attribué(e) à une personne intervenant en qualité d'expert	N/A
23.2.	Informations provenant d'une tierce partie	1.3.
<b>24.</b>	<b>Documents accessibles au public</b>	<b>9.4.</b>
<b>25.</b>	<b>Informations sur les participations</b>	<b>4.3. Annexe 1</b>



## 9.6.2 TABLE DE CONCORDANCE DU RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Afin de faciliter la lecture du rapport financier annuel, la table de concordance ci-après permet d'identifier, dans le présent document de référence, les principales informations devant être publiées par les sociétés cotées conformément aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Rubriques de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et de l'article 222-3 du RG AMF	Chapitre/Section
Comptes annuels 2018	4.3.
Comptes consolidés 2018	4.1.
Rapport de gestion du Conseil d'administration de Neoen	9.6.3.
Déclaration du responsable du rapport financier annuel 2018	9.1.2.
Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels 2018	4.4
Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 2018	4.2
Honoraires des commissaires aux comptes	4.1 Note 36

## 9.6.3 TABLE DE CONCORDANCE DU RAPPORT DE GESTION

La table de concordance suivante permet d'identifier les principales informations prévues par les articles L. 225-100 et suivants, L. 232-1 et R. 225-102 et suivants du Code de commerce, ainsi que la section spécifique du rapport de gestion dédiée au gouvernement d'entreprise, en application des articles L. 225-37 al. 6 et suivants du Code de commerce.

Rubriques du rapport de gestion 2018	Chapitre/Section
<b>Situation et activité du Groupe en 2018/Commentaires sur l'exercice</b>	
Analyse de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe (incluant notamment les dividendes mis en distribution au titre des trois exercices précédents et le montant des revenus éligibles à l'abattement)	2.1.
Événements importants survenus depuis le début de l'exercice 2019 et perspectives	2.4.1. et 2.3.
Recherche et développement	1.8.
Opérations	2.1.
<b>Comptes sociaux</b>	
Chiffre d'affaires	2.4.2.
Bilan et compte de résultat de Neoen S.A.	4.3.
Dépenses et charges visées à l'article 223 <i>quater</i> du CGI	2.4.2.
Dettes fournisseurs et clients	2.4.2.
Résultats financiers sur 5 ans	2.4.2.
Filiales et participations	2.4.2.
<b>Facteurs de risques</b>	
Risques liés à l'activité	3.1.1.
Risques juridiques (enjeux et contraintes liés à la législation, litiges significatifs...)	3.1.1.
Risques industriels et environnementaux	3.1.2.
Risque de contrepartie	3.1.3.
Risques clients	1.4.3.
Risque de liquidité	3.1.3.
Risques financiers et de marché	3.1.3.
Assurance	3.2.1.
<b>Procédures de contrôle interne et de gestion des risques</b>	
Principales caractéristiques des procédures de Contrôle Interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	3.2.2.
<b>Plan de vigilance</b>	
Gouvernement d'entreprise	N/A

Rubriques du rapport de gestion 2018	Chapitre/Section
Choix des modalités d'exercice de la direction générale	6.2.2.
Limitations de pouvoir du directeur général	6.2.2.
Composition du Conseil, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	6.1.1.
Liste des mandats et fonctions exercés dans toute société par chaque mandataire durant l'exercice	6.1.1.
Rémunération des mandataires sociaux	6.3.
Options attribuées et levées par les mandataires sociaux	6.3.
Engagements pris à l'égard des mandataires sociaux	6.3.
État récapitulatif des opérations réalisées en 2018 sur les titres Neoen par les dirigeants et personnes assimilées	7.2.6.
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'assemblée générale concernant les augmentations de capital	6.4.1.
Description de la politique, objectifs et résultats de la diversité appliquée aux membres du Conseil d'administration	6.2.1.
Dispositions du Code AFEP-MEDEF écartées et raisons pour lesquelles elles ont été écartées	6.2.1.
Modalités particulières de participation des actionnaires à l'assemblée générale	6.2.2.
Éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange	6.4.3.
<b>Déclaration de performance extra-financière (DPEF)</b>	<b>N/A</b>
<b>Informations concernant le capital social</b>	
Conditions statutaires auxquelles sont soumises les modifications du capital et des droits sociaux	7.1.
Structure et évolution du capital	7.3.1.
Évolution de la répartition du capital et des droits de vote au cours des trois dernières années	7.3.5.
Participation des salariés dans le capital	N/A
Franchissements de seuils légaux déclarés à la Société	7.3.4.
Accords d'actionnaires portant sur les titres composant le capital de la Société	N/A
Rachat par la Société de ses propres actions	7.2.11.
Présentation des plans de stock-options et attributions d'actions	6.3.2. et 7.2.8.

## 9.7 GLOSSAIRE

Aérogénérateur	Générateur produisant de l'électricité à partir de l'énergie cinétique du vent. Principal composant d'une installation éolienne.
Agrégateur	Intermédiaire qui achète de l'électricité auprès d'un producteur dans le but de la revendre sur le marché de l'électricité. Le Groupe fait appel à un agrégateur lorsqu'il souhaite vendre l'électricité produite par ses installations sur le marché de gros de l'électricité (marché <i>spot</i> ).
Autres composants du système ( <i>balance of system</i> ou composants <i>BOS</i> pour les parcs solaires et <i>balance of plant</i> ou composants <i>BOP</i> pour les parcs éoliens)	Tous les équipements et composants nécessaires à la construction d'un parc solaire, autres que les panneaux photovoltaïques, ou d'un parc éolien, autres que les turbines éoliennes, y compris les onduleurs, les transformateurs, les dispositifs de protection électrique, les équipements de câblage et de contrôle, ainsi que les éléments de structure tels que les cadres de montage ou les mâts d'éoliennes.
Biomasse	Processus permettant de produire de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la combustion de matières organiques d'origine végétale ou animale (biomasse par combustion) ou du biogaz issu de la fermentation de ces matières (biomasse par méthanisation, activité non exercée par le Groupe).
Conditions de test standards	Conditions de test standardisées pour la mesure de la capacité nominale produite par des cellules ou des panneaux photovoltaïques correspondant à (i) un niveau d'irradiation de 1 000 W/m <sup>2</sup> , (ii) un niveau de masse d'air de 1,5 unité, et (iii) une température de cellule ou de panneau de 25°C.
Contrat d'achat d'électricité ( <i>Power Purchase Agreement</i> ou <i>PPA</i> )	Contrat par lequel un producteur d'électricité vend, pour un prix déterminé, tout ou partie de sa production future à un acquéreur (ou acheteur d'électricité).
Contrat EPC ( <i>Engineering, Procurement and Construction</i> )	Contrat de conception, d'approvisionnement et d'installation de parcs photovoltaïques, éoliens ou biomasse. Ce contrat comprend, en règle générale, un volet approvisionnement en panneaux photovoltaïques ou en turbines éoliennes et en autres composants du système (composants <i>BOS</i> ou <i>BOP</i> ).
Contrat O&M ( <i>Operation and Maintenance</i> )	Contrat d'entretien et maintenance d'une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse. Généralement, le prestataire <i>O&amp;M</i> est l'entreprise qui a fourni les prestations <i>EPC</i> lors de la construction de l'installation.
Contrat pour différence ( <i>Contract for difference</i> )	Contrat par lequel un acheteur d'électricité (le plus souvent gouvernemental) s'engage à payer au producteur d'électricité la différence entre le prix qu'il aurait payé dans un mécanisme de tarif d'achat obligatoire à guichet ouvert ou dans le cadre d'un appel d'offres et le prix auquel le producteur vend l'électricité sur le marché (prix « <i>M<sub>0</sub></i> »).
Contrat de fourniture de turbines éoliennes ( <i>Turbine Supply Agreement</i> ou <i>TSA</i> )	Contrat par lequel un fournisseur assure la fourniture, le transport, l'installation et la mise en service d'éoliennes.
Convention de raccordement au réseau	Convention définissant les obligations réciproques et les conditions d'ordre technique, juridique et financier que le producteur d'électricité et le gestionnaire du réseau doivent remplir pour le raccordement au réseau d'une installation de production d'électricité.
Coût actualisé de l'énergie ( <i>levelized cost of energy</i> ou <i>LCOE</i> )	Indicateur permettant de comparer la compétitivité des différentes sources d'énergie, calculé en rapportant le coût total de production d'électricité (incluant les coûts de développement, financement, construction, opération et maintenance) pour une installation donnée, à la production effective d'électricité de cette installation (exprimée en kWh) sur toute sa durée de vie.
Date de début des opérations de commercialisation ( <i>commercial operation date</i> ou <i>COD</i> )	Date à partir de laquelle une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse est raccordée au réseau et commence à vendre l'électricité qu'elle produit.

Date de réception provisoire ( <i>provisional acceptance date</i> )	Date à laquelle le prestataire <i>EPC</i> du Groupe atteint un niveau, contractuellement défini, d'achèvement de la construction d'une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse et obtient les certifications et performances nécessaires pour satisfaire les critères de « réception provisoire » au titre des contrats <i>EPC</i> et autres conventions se rapportant à cette installation.
Disponibilité énergétique technique moyenne	Ratio entre l'énergie effectivement produite par une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse au cours d'une période donnée et l'énergie qui pourrait théoriquement être produite au cours de la même période par la même installation.
Énergie cinétique du vent	Énergie de l'air en mouvement, en fonction de sa masse et de sa vitesse.
Éolien	Processus permettant de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique par le recours à des turbines éoliennes.
Irradiation	Niveau d'exposition d'un point de la surface terrestre aux rayonnements du soleil, qui permet de déterminer le niveau d'électricité qu'une installation photovoltaïque peut produire à cet endroit.
Kilowatt (kW)	Unité standard mesurant la puissance électrique, équivalente à 1 000 watts.
Kilowatt-heure (kWh)	Unité standard mesurant l'énergie électrique générée ou consommée (capacité exprimée en kW multipliée par une période exprimée en heure).
Mégawatt (MW)	Unité standard mesurant la puissance électrique, équivalente à 1 000 kW ou 1 million de watts.
Mégawatt-heure (MWh)	Unité standard mesurant l'énergie électrique générée ou consommée (puissance exprimée en MW multipliée par une période exprimée en heure).
Obligations vertes ( <i>green bonds</i> )	Titres de créance dont les produits servent à financer des projets éligibles au regard de critères sociaux ou environnementaux, notamment par référence aux principes directeurs établis en la matière par l' <i>International Capital Markets Association (Green Bonds Principles)</i> .
Onduleur	Dispositif permettant de convertir un courant continu (« CC ») produit par une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse en un courant alternatif (« CA ») compatible avec les réseaux de transport et de distribution d'électricité.
Panneau photovoltaïque	Principal composant d'un parc solaire, constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement, encapsulées dans une enveloppe en plastique ou en verre et soutenues par des matériaux de support, le plus souvent une structure en aluminium.
Parité réseau ( <i>grid parity</i> )	Situation dans laquelle le coût moyen total de production ( <i>LCOE</i> ) de l'énergie photovoltaïque ou éolienne est inférieur ou égal au prix d'achat de l'électricité sur le réseau.
Photovoltaïque	Processus permettant de produire un courant électrique par l'exposition de matériaux semi-conducteurs à la lumière.
Puissance crête	Puissance maximale produite par un panneau photovoltaïque dans des conditions de test standards.
Puissance installée	Niveau de watt-crête ou de watt, selon le cas et les normes considérées, pour une installation photovoltaïque, éolienne, biomasse donnée, ou stockage.
PV	Abréviation utilisée pour photovoltaïque.
Ratio de performance (RP)	Ratio exprimé en pourcentage entre la production réelle d'électricité et la production théorique au cours d'une période de référence.
<i>Grid curtailment</i> (écrêtement)	Situation dans laquelle un producteur d'électricité est contraint de réduire sa production d'énergie à un niveau inférieur à sa capacité de production régulière, pour des raisons indépendantes de sa volonté, le plus souvent sur demande du gestionnaire de réseau.

Réseau	Ensemble des installations d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des unités de production aux consommateurs.
Silicium monocristallin	Matériau de base composant les cellules photovoltaïques, obtenu en faisant fondre le silicium polycristallin raffiné à très haute température puis en le solidifiant en un seul cristal cylindrique de grande dimension.
Silicium polycristallin	Matériau de base composant les cellules photovoltaïques, obtenu par refonte de morceaux de silicium raffiné puis par solidification dans un creuset en bloque parallélépipédique, puis découpé en lingot rectangulaire constitué de multiples petits cristaux de tailles et de formes différentes. Chaque lingot est ensuite découpé en wafer d'épaisseur très fine. Cette technologie est plus répandue mais un peu moins performante que le silicium monocristallin.
Société de projet	Société spécialement créée ou, dans une moindre mesure, acquise par le Groupe aux seules fins de détenir un actif photovoltaïque, éolien, biomasse ou de stockage du Groupe tout en portant l'endettement relatif au projet détenu (sans recours sur la Société).
Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)	Système d'information utilisé pour évaluer, optimiser et contrôler la production d'énergie, la performance, la sécurité et plus généralement, le bon fonctionnement d'une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse en temps réel.
Tarif d'achat obligatoire ( <i>Feed-in-tariff</i> )	Mécanisme légal et réglementaire en vertu duquel le prix d'achat de l'électricité produite par une unité de production est imposé à un acheteur au titre de contrats de longue durée.
Taux de rentabilité interne ( <i>Internal rate of return</i> ) d'un projet	Ratio entre les flux de trésorerie futurs d'un projet et ses coûts prévisibles (notamment le coût de l'endettement y afférent).
Transformateur	Dispositif de conversion qui permet de modifier la tension et l'intensité d'un courant électrique en un courant électrique de tension et d'intensité différentes.
Watt (W)	Unité standard mesurant (pour le Groupe) la puissance électrique d'une installation photovoltaïque, établie dans des conditions de test standards ou d'une installation éolienne, biomasse, ou stockage.

PEFC - Ce document est imprimé en France par un imprimeur certifié Imprim'Vert sur un papier certifié PEFC  
issu de ressources contrôlées et gérées durablement.



The logo for NEOEN, with 'NEO' in white and 'EN' in gold. The background is a dark blue gradient with a trail of gold dots in the top right corner.

# NEOEN

DOCUMENT  
DE RÉFÉRENCE

NEOEN  
6 rue Ménars  
75002 Paris - France  
[www.neoen.com](http://www.neoen.com)