

NEOEN

Neoen

Société anonyme au capital social de 108.794.140 euros

Siege Social :

6 rue Ménars, 75002 Paris

508 320 017 R.C.S. Paris

DOCUMENT DE BASE



En application de son règlement général, notamment de l'article 212-23, l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») a enregistré le présent document de base le 18 septembre 2018 sous le numéro I.18-065. 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 base sont disponibles sans frais auprès de Neoen, 6 rue Ménars, 75002 Paris, ainsi que sur les sites Internet de Neoen (www.neoen.com) et de l'AMF (www.amf-france.org).

REMARQUES GÉNÉRALES

Dans le présent document de base, les expressions la « Société » et « Neoen » désignent la société Neoen S.A. et le « Groupe » et le « Groupe Neoen » désignent Neoen et ses filiales consolidées prises dans leur ensemble.

Le présent document de base présente les états financiers consolidés du Groupe établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2015, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2017 (les « États Financiers Annuels ») ainsi que les états financiers consolidés condensés intermédiaires pour le semestre clos le 30 juin 2018 (les « États Financiers Semestriels »).

Sauf indication contraire, les informations financières relatives au Groupe contenues dans le présent document de base sont extraites des comptes consolidés.

Informations prospectives

Le présent document de base contient des indications sur les perspectives et axes de développement du Groupe (le lecteur est invité à se référer au Chapitre 12 « *Informations sur les tendances et les objectifs* » du présent document de base pour plus d'informations quant aux tendances du Groupe). Ces indications sont parfois identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel et de termes à caractère prospectif tels que « considérer », « envisager », « penser », « avoir pour objectif », « s'attendre à », « entendre », « devoir », « ambitionner », « estimer », « croire », « souhaiter », « pouvoir », ou, le cas échéant, la forme négative de ces mêmes termes, ou toute autre variante ou expression similaire. Ces informations ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les faits et données énoncés se produiront. Ces informations sont fondées sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe. Elles sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire du Groupe. Ces informations sont mentionnées dans différentes sections du présent document de base et contiennent des données relatives aux intentions, estimations et objectifs du Groupe concernant, notamment, le marché, la stratégie, la croissance, les résultats, la situation financière et la trésorerie du Groupe. Les informations prospectives mentionnées dans le présent document de base sont données uniquement à la date du présent document de base. Sauf obligation légale ou réglementaire qui s'appliquerait, le Groupe ne prend aucun engagement de publier des mises à jour des informations prospectives contenues dans le présent document de base afin de refléter tout changement affectant ses objectifs ou les événements, conditions ou circonstances sur lesquels sont fondées les informations prospectives contenues dans le présent document de base. Le Groupe opère dans un environnement concurrentiel et en constante évolution ; il peut donc ne pas être en mesure d'anticiper tous les risques, incertitudes ou autres facteurs susceptibles d'affecter son activité, leur impact potentiel sur son activité ou encore dans quelle mesure la matérialisation d'un risque ou d'une combinaison de risques pourrait avoir des résultats significativement différents de ceux mentionnés dans toute information prospective, étant en outre rappelé qu'aucune de ces informations prospectives ne constitue une garantie de résultats réels.

Informations sur le marché et la concurrence

Le présent document de base, notamment dans son Chapitre 6 « *Aperçu des activités du Groupe* », contient des informations relatives aux marchés du Groupe, notamment leur taille et leurs perspectives de croissance, au positionnement du Groupe sur ces marchés, ainsi que d'autres données sectorielles concernant les activités et marchés du Groupe et cite des analyses historiques et des projections de tiers en rapport avec le secteur des énergies renouvelables. Ces informations reposent sur l'analyse par le Groupe de multiples sources internes et externes, y compris Baringa Services Ltd (« Baringa »). Le Groupe a engagé Baringa en tant que consultant en matière de marché énergétique pour fournir au Groupe des recherches et des analyses.

Même si le Groupe estime que ces analyses et données de marché sont exactes et correctes, et a pris des mesures raisonnables pour s'assurer que ces données ont été extraites avec précision de l'analyse pertinente de tiers et utilisées dans leur contexte approprié, ces informations n'ont pas été vérifiées ni par le Groupe ni par un expert indépendant. Il ne peut y avoir d'assurance que les projections seront atteintes et l'investisseur est invité à ne pas se fier indûment aux données statistiques et projections de tiers citées dans le présent document de base. Les estimations ou opinions, en particulier dans la mesure où ils se rapportent aux attentes concernant le marché et l'industrie du Groupe, comportent des risques et des incertitudes et sont sujets à changement en fonction de divers facteurs, y compris ceux dont il est question au Chapitre 4 « *Facteurs de risques* » du présent document de base. Les cibles, projections et autres énoncés prospectifs contenus dans le présent document ne constituent pas des garanties de performance future, et les événements et circonstances réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles. De nombreux facteurs pourraient causer ou contribuer à de telles différences. Se reporter au Chapitre 4 « *Facteurs de risques* » du présent document de base pour plus d'informations sur de tels facteurs.

Facteurs de risques

Les investisseurs sont invités à lire attentivement les facteurs de risques décrits au Chapitre 4 « *Facteurs de risques* » du présent document de base. La réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable sur les activités, l'image, les résultats, la situation financière ou les perspectives du Groupe ainsi que sur sa capacité à mettre en œuvre sa stratégie et à réaliser ses objectifs. En outre, d'autres risques, non encore identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe à la date du présent document de base, pourraient également avoir un effet défavorable.

Arrondis et unités de mesure

Certaines données chiffrées (y compris les données exprimées en milliers ou millions) et pourcentages présentés dans le présent document de base ont fait l'objet d'arrondis. Le cas échéant, les totaux présentés dans le présent document de base peuvent légèrement différer de ceux qui auraient été obtenus en additionnant les valeurs exactes (non arrondies) de ces données chiffrées.

Les tableaux représentant l'évolution dans le temps de certaines données financières ou de données contenues au Chapitre 9 « *Examen de la situation financière et du résultat* » du présent document de base, sont extraits des comptes consolidés du Groupe ou ont été réalisés à l'aide de données contenues dans le présent document de base (et donc potentiellement arrondies).

Dans le présent document de base, la puissance électrique d'une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse est exprimée en Watts (W), Kilowatts (kW), Mégawatts (MW) et Gigawatts (GW). Pour les installations photovoltaïques, cette puissance correspond à la somme des puissances crêtes unitaires des panneaux photovoltaïques mesurée dans des conditions de test standards (pour une définition des conditions de test standards, le lecteur est invité à se reporter au glossaire figurant en Annexe I du présent document de base) composant une installation donnée et utilisée le plus souvent dans les pratiques de marché pour permettre des comparaisons. La capacité installée disponible d'une unité de stockage est exprimée en MW et la quantité d'énergie stockable et utilisable en Mégawatts heure (MWh). Le cas échéant, les niveaux de puissance des installations photovoltaïques exprimés dans le présent document de base en Watts crête (Wc), Kilowatts crête (kWc), Mégawatts crête (MWc) ou Gigawatts crête (GWc) pourront être additionnés avec les niveaux de puissance des installations éoliennes et biomasse, exprimés en W, kW, MW ou GW, à des fins de simplification.

Glossaire

Un glossaire définissant certains termes techniques utilisés dans le présent document de base figure en Annexe I du présent document de base.

TABLE DES MATIÈRES

1.	PERSONNES RESPONSABLES DU DOCUMENT DE BASE.....	6
2.	RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES	7
3.	INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES.....	8
4.	FACTEURS DE RISQUES	19
5.	INFORMATIONS CONCERNANT LE GROUPE	58
6.	APERÇU DES ACTIVITES DU GROUPE.....	68
7.	ORGANIGRAMME DU GROUPE	276
8.	PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS.....	282
9.	EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT	290
10.	TRÉSORERIE ET CAPITAUX PROPRES DU GROUPE	342
11.	RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS, LICENCES	364
12.	INFORMATIONS SUR LES TENDANCES ET LES OBJECTIFS	366
13.	PREVISIONS OU ESTIMATIONS DU BÉNÉFICE	370
14.	ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION, DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GÉNÉRALE.....	373
15.	RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES DIRIGEANTS.....	382
16.	FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION.....	389
17.	SALARIÉS	401
18.	ACTIONNAIRES.....	408
19.	OPÉRATIONS AVEC LES APPARENTÉS	413
20.	INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DU GROUPE	417
21.	INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES	421
22.	CONTRATS IMPORTANTS	436
23.	INFORMATIONS PROVENANT DES TIERS, DÉCLARATIONS D'EXPERTS ET DÉCLARATIONS D'INTÉRÊTS.....	437
24.	DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC.....	438
25.	INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS	439
	ANNEXE I GLOSSAIRE	AI - 1
	ANNEXE II COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DECEMBRE 2017, 31 DECEMBRE 2016 ET 31 DÉCEMBRE 2015.....	AII - 1
	ANNEXE III RAPPORT D'AUDIT DU COMMISSAIRE AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DECEMBRE 2017, 31 DECEMBRE 2016 ET 31 DÉCEMBRE 2015	AIII - 1
	ANNEXE IV COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS INTERMÉDIAIRES DU GROUPE POUR LE SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2018.....	AIV - 1

ANNEXE V RAPPORT D'EXAMEN LIMITÉ DU COMMISSAIRE AUX COMPTES SUR LES
COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS INTERMÉDIAIRES DU GROUPE POUR LE
SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2018.....AV - 1

1. PERSONNES RESPONSABLES DU DOCUMENT DE BASE

1.1 NOM ET FONCTION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE

Xavier Barbaro, Président-Directeur Général de Neoen.

1.2 ATTESTATION DE LA PERSONNE RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE

« J’atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document de base 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 donnés dans le présent document de base ainsi qu’à la lecture d’ensemble du document de base. »

Le 18 septembre 2018

Xavier Barbaro

Président-Directeur Général de Neoen.

1.3 NOM ET FONCTION DU RESPONSABLE DE L’INFORMATION FINANCIÈRE

Serge Stepanov

Directeur Financier de Neoen

6 rue Ménars, 75002 Paris

Tel : +33 1 70 91 62 62

2. RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES

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.

2.2 COMMISSAIRE AUX COMPTES SUPPLÉANT

B.E.A.S.

Représenté par Monsieur Jean-Paul Seguret
195, avenue Charles de Gaulle,
92200 Neuilly-sur-Seine

B.E.A.S. 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.

B.E.A.S. est membre de la Compagnie Régionale des Commissaires aux Comptes de Versailles.

3. INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES

Les tableaux suivants présentent certaines informations financières sélectionnées et autres données du Groupe, aux dates et pour les périodes indiquées ci-dessous.

Les informations financières sélectionnées du Groupe relatives aux semestres clos les 30 juin 2018 et 2017 sont tirées pour l'essentiel des états financiers consolidés du Groupe pour les semestres clos les 30 juin 2018 et 2017, figurant à la Section 20.2 « *Informations financières intermédiaires et autres* » du présent document de base. Ces états financiers consolidés ont été établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire », en conformité avec le référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, applicable aux comptes intermédiaires et ont fait l'objet d'un rapport d'examen limité par Deloitte & Associés, commissaire aux comptes de la Société. Le rapport d'examen limité du commissaire aux comptes sur ces états financiers consolidés figure à la Section 20.2 « *Informations financières intermédiaires et autres* » du présent document de base.

Les informations financières sélectionnées pour les exercices clos les 31 décembre 2015, 2016 et 2017 sont tirées pour l'essentiel des états financiers consolidés du Groupe figurant à la Section 20.1 « *Informations financières historiques* » du présent document de base. Ces états financiers consolidés ont été établis en conformité avec le référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne et ont été audités par Deloitte & Associés, commissaire aux comptes de la Société. Les rapports du commissaire aux comptes sur ces états financiers consolidés figurent à la Section 20.1 « *Informations financières historiques* » du présent document de base.

Les informations figurant dans cette section doivent être lues conjointement avec (i) l'analyse de ses résultats par le Groupe présentée au Chapitre 9 « *Examen de la situation financière et du résultat* » du présent document de base, (ii) l'analyse de sa liquidité et de ses capitaux propres par le Groupe présentée au Chapitre 10 « *Trésorerie et capitaux propres du Groupe* » du présent document de base et (iii) les informations contenues au Chapitre 20 « *Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats du Groupe* » du présent document de base.

Informations financières sélectionnées du compte du résultat consolidé du Groupe

<i>En millions d'euros</i>	Semestre clos le		Exercice clos le		
	30 juin 2018	30 juin 2017	31 décembre 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
	<i>(non audités)</i>				
<i>Production d'électricité – photovoltaïque</i>	28,3	25,6	54,3	42,7	33,6
<i>Production d'électricité - éolienne</i>	36,5	20,1	51,4	16,0	9,5
<i>Production d'électricité et de vapeur - biomasse</i>	10,8	0,6	7,6	11,8	1,4
<i>Vente d'électricité – stockage</i>	6,7	-	0,5	-	-
Ventes d'énergies	82,3	46,4	113,7	70,5	44,5
Ventes de marchandises	-	-	-	0,0	0,0
Certificats verts	16,9	6,9	21,9	8,5	-
Ventes de services/développement	2,6	1,1	3,7	2,4	12,2
Autres produits	19,5	8,0	25,6	10,8	12,2
Chiffre d'affaires	101,7	54,4	139,3	81,3	56,7
Achats de marchandises et variation de stocks	(4,4)	(0,7)	(4,3)	(5,4)	(0,5)
Charges externes et de personnel	(24,7)	(14,5)	(38,5)	(19,4)	(13,1)
Impôts, taxes et versements assimilés	(3,4)	(2,7)	(3,5)	(2,5)	(1,7)
Quote-part du résultat net des entreprises associées	0,3	0,2	0,4	0,0	(0,1)
Autres produits et charges opérationnels courants	10,0	1,9	8,7	1,1	0,0
Amortissements et provisions opérationnels courants	(30,4)	(22,7)	(41,5)	(29,1)	(17,8)
Résultat opérationnel courant	49,2	15,9	60,7	26,1	23,6
Autres produits et charges opérationnels non courants	(1,1)	(2,2)	(4,0)	9,2	(7,5)
Amortissements et provisions opérationnels non courants	0,1	1,7	(3,0)	(3,0)	-
Résultat opérationnel	48,3	15,4	53,7	32,2	16,2
Résultat financier	(35,9)	(15,2)	(40,4)	(27,3)	(14,6)
Résultat avant impôts	12,4	0,3	13,3	4,9	1,5
Impôts sur les résultats	(4,1)	(0,6)	(5,9)	(2,6)	2,7

Résultat net de l'exercice des activités poursuivies	8,3	(0,3)	7,4	2,3	4,2
Résultat net des activités non poursuivies ⁽¹⁾	-	-	-	(1,2)	(2,8)
Résultat net de l'ensemble consolidé	8,3	(0,3)	7,4	1,1	1,4
<i>Dont résultat net – part du Groupe</i>	<i>7,2</i>	<i>3,5</i>	<i>9,4</i>	<i>3,5</i>	<i>3,0</i>
<i>Dont résultat net – intérêts minoritaires</i>	<i>1,0</i>	<i>(3,8)</i>	<i>(2,0)</i>	<i>(2,5)</i>	<i>(1,6)</i>

⁽¹⁾ Ce poste correspond au reclassement des activités de Gensun (société cédée en février 2017) en activités non poursuivies, conformément à la norme IFRS 5. Pour plus de détails, se référer à la Section 9.1.1.6 « Activités non poursuivies » du présent document de base.

Informations financières sélectionnées du bilan consolidé du Groupe

<i>En millions d'euros</i>	Au			
	30 juin 2018	31 décembre 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
	<i>(non audités)</i>			
Total des actifs non courants	1.719,9	1.472,0	954,3	544,6
<i>Dont immobilisations incorporelles</i>	<i>117,9</i>	<i>105,0</i>	<i>56,1</i>	<i>45,2</i>
<i>Dont immobilisations corporelles</i>	<i>1.470,0</i>	<i>1.249,2</i>	<i>826,8</i>	<i>447,8</i>
<i>Dont actifs financiers non courants</i>	<i>85,1</i>	<i>78,4</i>	<i>42,0</i>	<i>29,8</i>
Total des actifs courants	299,3	337,0	178,2	93,9
<i>Dont trésorerie et équivalents de trésorerie</i>	<i>208,5</i>	<i>260,0</i>	<i>99,5</i>	<i>45,7</i>
Total de l'actif	2.019,1	1.809,0	1.148,9	658,8
Total des capitaux propres	178,3	174,5	175,0	113,7
Total des passifs non courants	1.444,0	1.263,3	753,8	420,6
<i>Dont provisions non courantes</i>	<i>8,2</i>	<i>5,8</i>	<i>5,1</i>	<i>1,8</i>
<i>Dont financements des projets – non courant</i>	<i>1.368,5</i>	<i>1.204,6</i>	<i>706,9</i>	<i>390,5</i>
<i>Dont financements corporate – non courant</i>	<i>14,5</i>	<i>15,3</i>	<i>6,7</i>	<i>-</i>
<i>Dont instruments financiers dérivés non courants</i>	<i>22,8</i>	<i>17,5</i>	<i>22,8</i>	<i>18,4</i>
<i>Impôts différés passifs</i>	<i>29,9</i>	<i>20,2</i>	<i>12,3</i>	<i>9,9</i>
Total des passifs courants	396,8	371,1	206,7	110,4
<i>Dont provisions courantes</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>0,1</i>
<i>Dont financements de projets – courant</i>	<i>155,8</i>	<i>95,4</i>	<i>42,9</i>	<i>31,4</i>
<i>Dont financements corporate - courant</i>	<i>73,1</i>	<i>63,2</i>	<i>45,1</i>	<i>32,1</i>
<i>Dont instruments financiers dérivés courants</i>	<i>5,3</i>	<i>7,4</i>	<i>-</i>	<i>1,1</i>
<i>Dont fournisseurs et comptes rattachés</i>	<i>124,2</i>	<i>157,4</i>	<i>79,7</i>	<i>31,8</i>
<i>Dont autres passifs courants</i>	<i>38,4</i>	<i>47,9</i>	<i>39,1</i>	<i>14,0</i>
Total du passif	2.019,1	1.809,0	1.148,9	658,8

Informations financières sélectionnées du tableau des flux de trésorerie consolidé du Groupe

<i>En millions d'euros</i>	Semestre clos le		Exercice clos le		
	30 juin 2018	30 juin 2017	31 décembre 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
	<i>(non audités)</i>				
Flux nets de trésorerie liés aux activités opérationnelles	61,6	39,9	75,4	53,0	32,3
Flux nets de trésorerie liés aux activités d'investissement	(253,0)	(280,6)	(483,2)	(407,1)	(189,0)
Flux nets de trésorerie liés aux activités de financement	141,5	267,7	573,9	408,0	165,6
Variation de trésorerie	(51,2)	23,8	161,0	53,8	8,7

Informations financières sélectionnées ventilées par secteur opérationnel et zone géographique

<i>En millions d'euros</i>	Semestre clos le		Exercice clos le		
	30 juin 2018	30 juin 2017	31 décembre 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
<i>(non audités)</i>					
Secteur éolien					
Chiffre d'affaires					
<i>EMEA</i>	14,8	8,6	19,1	11,6	9,5
<i>Australie</i>	45,4	18,2	54,1	12,6	-
Total chiffre d'affaires	60,2	26,8	73,2	24,2	9,5
EBITDA courant ⁽¹⁾					
<i>EMEA</i>	11,5	6,0	14,5	8,7	7,1
<i>Australie</i>	39,1	14,9	45,5	11,8	(0,4)
Total EBITDA courant⁽¹⁾	50,6	20,9	60,0	20,5	6,8
<i>(non audités)</i>					
<i>En millions d'euros</i>	Semestre clos le		Exercice clos le		
	30 juin 2018	30 juin 2017	31 décembre 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
<i>(non audités)</i>					
Secteur solaire					
Chiffre d'affaires					
<i>EMEA</i>	18,8	21,3	41,2	42,1	33,8
<i>Amériques</i>	8,0	4,0	12,3	-	-
<i>Australie</i>	3,2	0,6	2,5	1,1	-
Total chiffre d'affaires	30,1	25,9	56,0	43,2	33,8
EBITDA courant ⁽¹⁾					
<i>EMEA</i>	15,0	16,8	33,2	34,2	26,4
<i>Amériques</i>	5,8	3,6	8,4	(0,7)	(0,1)
<i>Australie</i>	12,2	1,5	10,2	2,2	-
Total EBITDA courant⁽¹⁾	33,0	21,8	51,7	35,7	26,3

<i>En millions d'euros</i>	Semestre clos le		Exercice clos le		
	30 juin 2018	30 juin 2017	31 décembre 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
<i>(non audités)</i>					
<u>Secteur biomasse</u>					
Chiffre d'affaires - EMEA	10,8	0,6	7,6	11,8	1,4
EBITDA courant ⁽¹⁾ - EMEA	3,8	(1,5)	0,7	3,5	0,2

<i>En millions d'euros</i>	Semestre clos le		Exercice clos le		
	30 juin 2018	30 juin 2017	31 décembre 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
<i>(non audités)</i>					
<u>Secteur Développement & Investissement</u> ⁽²⁾					
Chiffre d'affaires	32,3	24,5	48,6	31,9	23,9
EBITDA courant ⁽¹⁾	9,4	10,4	7,9	(0,7)	3,2

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

⁽²⁾Le secteur Développement & Investissement du Groupe comprend les activités liées au développement, à la construction et à la gestion régulière des projets. 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. Se référer à la Section 9.1.1.4 « Présentation sectorielle » du présent document de base pour plus d'informations sur le sujet.

Autres informations financières

Le Groupe présente, en complément des mesures IFRS, plusieurs indicateurs supplémentaires dont notamment (i) l'EBITDA courant, (ii) la dette nette, (iii) le ratio de levier et (iv) le ratio de levier ajusté. Ces mesures ne sont pas des indicateurs prévus par les normes IFRS et n'ont pas de définitions standards. Par conséquent, les définitions utilisées par le Groupe pourraient ne pas correspondre aux définitions données à ces mêmes termes par d'autres sociétés. Ces mesures ne doivent pas être utilisées à l'exclusion ou en substitution des mesures IFRS. En particulier, la dette nette ne doit pas être considérée comme un substitut à l'analyse de la dette financière brute de Neoen et de la trésorerie et équivalents de trésorerie tels que présentés selon les normes IFRS. Les tableaux ci-après présentent ces indicateurs pour les périodes indiquées ainsi que leurs calculs.

Réconciliation de l'EBITDA

Le tableau suivant présente le calcul de l'EBITDA courant pour les périodes indiquées.

<i>En millions d'euros</i>	Semestre clos le		Exercice clos le		
	30 juin 2018	30 juin 2017	31 décembre 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Résultat opérationnel courant	49,2	15,9	60,7	26,1	23,6
Amortissements et provisions opérationnels courants	(30,4)	(22,7)	(41,5)	(29,1)	(17,8)
EBITDA courant⁽¹⁾	79,6	38,6	102,2	55,1	41,4

⁽¹⁾ Se référer au Chapitre 9 « Examen de la situation financière et du résultat » du présent document de base pour une discussion de l'EBITDA courant, ainsi qu'une présentation et un calcul de l'EBITDA courant sectoriel.

Dettes nettes

Le tableau suivant présente le calcul de la dette nette pour les périodes indiquées.

<i>En millions d'euros</i>	Au		Au	
	30 juin 2018	31 décembre 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Total dettes financières	1.640,2	1.403,2⁽¹⁾	824,3	473,4
Dettes investisseurs minoritaires et autres ⁽²⁾	(93,4)	(90,4)	(12,7)	(29,5)
Dettes locatives ⁽³⁾	(77,5)	N/A	N/A	N/A
Total dettes financières ajustées	1.469,4	1.312,8	811,6	443,9
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(208,5)	(260,0)	(99,5)	(45,7)
Total dépôts de garantie ⁽⁴⁾	(78,0)	(66,8)	(21,7)	(18,4)
Autres créances – non courant ⁽⁵⁾	(4,9)	(4,9)	(5,1)	(0,3)
Instruments dérivés actifs – effet des couvertures ⁽⁶⁾	(7,5)	N/A	N/A	N/A
Total dette nette⁽⁷⁾	1.170,5	981,1	685,3	379,5

⁽¹⁾ Le montant des dettes financières au 31 décembre 2017 s'élève à 1.399,2 millions d'euros après prise en compte de la norme IFRS 9. Se reporter à la Section 9.1.3 « Première application des normes IFRS 9, 15 et 16 » du présent document de base.

⁽²⁾ Comprend notamment les prêts d'actionnaires et avances en compte courant octroyés à la Société par ses actionnaires (encours de 54,0 millions d'euros au 30 juin 2018) ou octroyés aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires (encours de 27,8 millions d'euros au 30 juin 2018). Se reporter à la Section 10.2.2.5 « Investisseurs minoritaires et autres » du présent document de base.

⁽³⁾ Dettes locatives constatées au titre de l'application de la norme IFRS 16 à partir du 1^{er} janvier 2018. Voir la Note 3 « Méthodes comptables » aux États Financiers Semestriels.

⁽⁴⁾ Comprend principalement des dépôts liés aux comptes de réserve des financements bancaires.

⁽⁵⁾ Comprend des montants tirés sur les financements mis sous séquestre en attendant la présentation des factures associées.

⁽⁶⁾ Instruments dérivés de couverture de risque de taux ayant une valeur de marché positive. A partir du 1^{er} janvier 2018, le Groupe a changé sa méthode de calcul de dette nette pour inclure les instruments dérivés actifs dans les déductions faites pour passer du total des dettes financières ajustées à la dette nette. Le montant des instruments dérivés actifs – effet des couvertures était de 6,1 millions d’euros au 31 décembre 2017, 1,1 million d’euros au 31 décembre 2016 et 0,7 million d’euros au 31 décembre 2015.

⁽⁷⁾ Le montant de la dette nette au 31 décembre 2017 calculé sur la base du montant retraité des dettes financières en application de la norme IFRS 9 (1.399,2 millions d’euros) et prenant en compte la déduction des instruments dérivés actifs – effet de couvertures (6,1 millions d’euros) était de 970,9 millions d’euros. Voir la Note 21(a) « Dette Nette » aux États Financiers Semestriels. Le montant de la dette nette après déduction des instruments dérivés actifs au 31 décembre 2016 et 2015 était de 684,2 millions d’euros et de 378,8 millions d’euros respectivement.

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).

	Au			
	30 juin 2018	31 décembre 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Ratio de levier	8,2x	9,6x	12,4x	9,2x

Chiffre d’affaires et EBITDA courant « run-rate »

Le tableau ci-après présente le chiffre d’affaires et l’EBITDA courant « run-rate » 2017, c’est-à-dire le montant de ces postes, budgété en 2018, relatifs aux projets qui étaient en exploitation en 2017, afin de représenter le chiffre d’affaires et l’EBITDA courant en base année pleine. Ce montant budgété ne tient compte ni d’éventuels revenus de vente d’électricité sur le marché *spot*, étant précisé qu’il inclut des ventes au titre des contrats conclus pré-contrat de vente d’électricité (c’est-à-dire, des contrats de vente conclus pour la période avant l’entrée en vigueur du principal contrat de vente d’électricité) pour Hornsdale 2 et 3, comme en 2017, ni d’indemnités reçues (notamment de la part de constructeurs pour des retards).

<i>En millions d’euros</i>	Exercice clos le 31 décembre 2017
Chiffre d’affaires « run-rate »	206,9
EBITDA courant « run-rate »	148,0

Dette nette ajustée

Le tableau suivant présente le calcul de la dette nette ajustée au 31 décembre 2017.

<i>En millions d’euros</i>	Au 31 décembre 2017
Dette nette	981,1
Dette relative aux projets en construction (« <i>under construction</i> ») non entrés en exploitation (« <i>in operation</i> ») au 31 décembre 2017	(50,8)
Dette nette ajustée	930,2

Ratio de levier ajusté

Le tableau ci-après présente le ratio de levier au 31 décembre 2017. Ce ratio correspond au rapport entre la dette nette ajustée et l'EBITDA courant « *run-rate* » 2017.

	Au
	31 décembre 2017
Ratio de levier ajusté	6,3x

Données opérationnelles

Les tableaux ci-après présentent des données opérationnelles aux dates et pour les périodes précisées.

	Au 30 juin 2018
Montant des MW en opération⁽¹⁾	1.255
<i>EMEA</i>	590
<i>Amériques</i>	101
<i>Australie</i>	564
Montant des MW en construction⁽¹⁾	590
<i>EMEA</i>	135
<i>Amériques</i>	52
<i>Australie</i>	403
Montant des MW des projets « <i>awarded</i> », « <i>tender-ready</i> », « <i>advanced development</i> » et « <i>early stage</i> »⁽¹⁾	8.508
<i>EMEA</i>	2.674
<i>Amériques</i>	2.578
<i>Australie</i>	3.256
Montant total des MW	10.353
Durée résiduelle des contrats de vente d'électricité - photovoltaïque (années) (pondérée par MW)	
<i>EMEA</i>	17
<i>Amériques</i>	17
<i>Australie</i>	11
Durée résiduelle des contrats de vente d'électricité - éolien (années) (pondérée par MW)	
<i>EMEA</i>	12
<i>Amériques</i>	-

Exercice clos le 31 décembre 2017

Disponibilité moyenne des installations en exploitation – photovoltaïque (%)

<i>EMEA</i>	99,6%
-------------	-------

<i>Amériques</i>	96,7%
------------------	-------

<i>Australie</i>	99,0%
------------------	-------

Disponibilité moyenne des installations en exploitation – éolien (%)

<i>EMEA</i>	98,5%
-------------	-------

<i>Amériques</i>	N/A
------------------	-----

<i>Australie</i>	96,6%
------------------	-------

⁽¹⁾ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.5.1.2.4 « Classification des projets » du présent document de base.

4. FACTEURS DE RISQUES

Les investisseurs sont invités à prendre en considération l'ensemble des informations contenues dans le présent document de base, y compris les facteurs de risques suivants avant de prendre la décision d'investir dans les actions de la Société. La Société a examiné les risques susceptibles d'avoir un effet défavorable significatif sur le Groupe, son activité, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives et estime qu'il n'existe pas d'autres risques significatifs hormis ceux présentés ci-après, à la date du présent document de base. Des risques additionnels, inconnus à la date du présent document de base, ou que le Groupe considère comme étant non significatifs en vertu des informations dont il dispose, ou pouvant survenir après la date du présent document de base, peuvent avoir un effet défavorable significatif sur le Groupe, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

4.1 RISQUES RELATIFS AUX ACTIVITES DU GROUPE

4.1.1 Risques relatifs aux projets et aux installations du Groupe

Les activités de développement de projets du Groupe sont soumises à des incertitudes

À la date du présent document de base, le *pipeline* de projets en développement du Groupe est composé de près de 200 projets à divers stades de développement. 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 ses 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. Au cours du développement de ses projets, le Groupe peut détecter des problèmes ou rencontrer des difficultés, comprenant, sans limitation :

- des difficultés à obtenir et conserver les permis, licences et autorisations gouvernementaux requis par les lois et règlements en vigueur ou par des évolutions réglementaires qui n'ont pas été anticipées ;
- des retards liés à des recours formés à l'encontre de permis ou d'autorisations réglementaires ;
- des difficultés dans la sécurisation de terrains adéquats présentant des ressources solaires ou éoliennes suffisantes, ou à des coûts acceptables, notamment en raison de la concurrence accrue avec d'autres développeurs d'installations renouvelables pour l'obtention des terrains prometteurs ou l'opposition des communautés locales ;
- des évaluations initiales du Groupe sur l'adéquation du site peuvent être fondées sur des hypothèses qui s'avèrent incorrectes, ou des difficultés imprévues peuvent survenir sur le site ou le terrain d'un projet ;
- des évolutions défavorables des environnements politique, juridique ou économique ;
- des problèmes liés à l'ingénierie et à la conception du projet ; et
- des tiers avec lesquels le Groupe collabore pour le développement initial d'un projet peuvent être défaillants dans l'exécution de leurs obligations, ne pas les exécuter dans le délai convenu ou ne

pas respecter les standards requis, entraînant des retards ou une incapacité à identifier les problèmes liés aux sites visés.

De telles difficultés rencontrées 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 certaines hypothèses, cette situation pourrait aboutir au report ou à l'abandon du projet et entraîner la perte ou la dépréciation des frais de développement engagés. Une telle situation pourrait avoir une incidence défavorable sur le rythme de croissance du Groupe, ses perspectives et ses résultats.

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 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. Au 30 juin 2018, l'encours de dettes bancaires du Groupe s'élevait à 1.082,6 millions d'euros au titre de financements de projets, auxquels s'ajoutaient 270,9 millions d'euros de financements obligataires de projets (essentiellement « mezzanines »), liés à des installations de production d'énergie, dont l'intégralité était sans recours contre la Société et les autres entités du Groupe situées hors du périmètre du financement des projets concernés. Le Groupe peut rencontrer des difficultés, dans certaines conditions ou sur certains marchés, pour obtenir un financement pour ses projets en temps voulu et à des conditions permettant une rentabilité satisfaisante des projets, ou même pour obtenir un financement. 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.

Les facteurs susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur la disponibilité ou le coût de financement des projets du Groupe incluent notamment :

- une hausse des taux d'intérêt qui augmenterait le coût du financement par endettement et pourrait renforcer les exigences des prêteurs en termes d'investissement en fonds propres du Groupe et donc réduire le retour sur investissement de ses projets ;
- une diminution de la qualité de crédit des contreparties aux contrats de vente d'électricité du Groupe ;
- des contrats de vente d'électricité comportant des clauses moins favorables que celles qui répondent aux normes du Groupe en la matière, à la date du présent document de base ;
- une exposition plus élevée au risque de marché, incitant les prêteurs à exiger un investissement en capital plus important ;
- un risque pays élevé, en particulier dans les pays non membres de l'OCDE ;
- les problématiques techniques ou juridiques d'un projet, identifiées au cours de la *due diligence* effectuée par les banques ;

- le défaut de disponibilité ou la difficulté à obtenir des technologies ou des équipements suffisamment rentables pour les projets envisagés ; et
- des conditions générales défavorables du marché du crédit.

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 une série limitée 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. En outre, ces prêteurs peuvent être en mesure d'imposer des conditions de financement moins favorables ou d'allonger les délais d'engagement par rapport aux conditions et aux délais pratiqués dans des marchés plus matures.

Dans certaines hypothèses, 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. Le Groupe peut ne pas être en mesure d'obtenir les permis requis ou les autorisations administratives nécessaires et sa capacité à lever les conditions suspensives au *closing* ou au premier tirage peut être affectée par de nombreux autres facteurs, dont certains échappent à son contrôle (tels que des phénomènes météorologiques extrêmes ou des problèmes politiques). En outre, 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 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.

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 et notamment trouver des acheteurs dont le risque de contrepartie est compatible avec les financements bancaires, 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 dans le cadre de contrats conclus avec des contreparties solvables et à des prix adéquats. Le financement des projets du Groupe sur la plupart de ses marchés dépend généralement de la conclusion, pour les projets concernés (ou dans certains cas, comme en France, pour un ensemble de projets), d'un ou plusieurs contrats de vente d'électricité, habituellement ciblés par le Groupe dans le cadre de procédures publiques d'appels d'offres. Ces procédures publiques d'appels d'offres sont généralement régies par un cadre réglementaire et/ou des initiatives gouvernementales spécifiques (comme les appels d'offres dits « CRE 4 » en France, le programme « *Renewable Energy Target* » en Australie ou le programme *RenovAr* en Argentine). Pour une présentation des régimes et initiatives réglementaires en vigueur sur les principaux marchés du Groupe, se reporter à la Section 6.6 « *Réglementation* » du présent document de base.

Le Groupe ne peut garantir qu'il sera en mesure de remporter les appels d'offres publics pour lesquels il a soumis une offre. Dans la majorité des hypothèses, les appels d'offres sont principalement remportés en fonction du prix de l'offre. Par conséquent, si le Groupe soumet une offre dont le prix unitaire de

l'électricité est supérieur à celui de ses concurrents, il est probable que cette offre ne soit pas retenue à l'issue de la procédure. 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.

En parallèle, la baisse des prix des contrats de vente d'électricité est susceptible de réduire l'offre de financement de projet et en conséquence, d'augmenter potentiellement la contribution en fonds propres requise, ce qui est de nature à peser sur la rentabilité du projet. Pour plus d'informations sur les conditions de financement, se référer à « *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 par endettement externe* » ci-dessus. Dans d'autres hypothèses, 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.

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), ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

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. Ces contrats de vente d'électricité couvrent généralement l'intégralité (et dans certains cas, un pourcentage déterminé) de la production d'électricité des installations concernées pendant la durée des contrats et prévoient un prix fixe. En conséquence, les flux de trésorerie et les résultats d'exploitation des projets concernés dépendent de la capacité des acheteurs à s'acquitter de manière continue de leurs obligations au titre des contrats de vente d'électricité. Le remboursement de l'endettement bancaire lié aux projets est assuré par les flux de trésorerie générés par les contrats de vente d'électricité pendant toute leur durée.

Les contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe peuvent être résiliés par les contreparties, sous réserve du paiement de pénalités, 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. 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* ». 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.

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.

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.

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*) sur lesquels il vend une partie de l'électricité produite par ses installations. Dans certaines hypothèses, le Groupe structure le développement et le financement de ses projets de sorte à bénéficier de recettes anticipées générées par la vente d'électricité sur le marché avant la prise d'effet des contrats de vente d'électricité. Dans d'autres hypothèses, le contrat de vente de l'électricité produite par une installation ne couvre pas la totalité de la production. Cette capacité excédentaire est vendue par le Groupe sur le marché. En outre, à l'expiration des contrats de vente d'électricité et en supposant (comme prévu) que ces installations continueront à produire de l'électricité (et ce, avant tout éventuel remplacement des projets (*repowering*) et conclusion de nouveaux contrats de vente d'électricité), le Groupe prévoit de vendre

cette électricité sur le marché. Dans chacun de ces cas, le Groupe est ou sera exposé au risque de diminution du prix de marché de l'électricité.

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. 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.

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.

Une baisse du prix de marché de l'électricité 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 est vendue 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*) de son portefeuille. 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.

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*. L'incapacité à achever la construction 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 une réduction de la période d'éligibilité aux tarifs négociés, en raison du non-respect de certaines étapes. 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 et au financement du projet. Les projets peuvent rencontrer une série de difficultés au cours de la phase de construction, susceptibles d'entraîner 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*. Ces difficultés sont, sans limitation, les suivantes :

- les manquements de l'entrepreneur ou du sous-traitant dans l'exécution de ses obligations et les insuffisances en matière de performance ;
- les retards dus à des événements imprévus ;
- les dommages causés aux équipements en cours de livraison, par exemple à la suite d'accidents ;
- les dommages causés aux composants ou aux équipements en cours d'installation ;
- les conditions climatiques, environnementales et géologiques défavorables, les cas de force majeure et autres événements similaires ;
- les vols et actes de vandalisme ; et
- les difficultés dans l'obtention des permis et autorisations réglementaires.

Par le passé, le Groupe a connu des retards importants dans la construction de certains projets en raison de dommages causés aux équipements et d'autres problèmes, en particulier en ce qui concerne son installation biomasse située en France, détenue par la société Biomasse Energie de Commentry (BEC), qui a été livrée avec 28 mois de retard et pour un coût plus élevé que prévu, ce qui a engendré certaines réclamations entre le Groupe et les contractants *EPC*, d'une part, et les assureurs du projet, d'autre part. Pour une description de ce litige potentiel, se reporter à la Section 20.4 « *Procédures judiciaires et d'arbitrage* » du présent document de base.

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'exploitation 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 et une exploitation inefficaces des projets au cours de la phase de construction sont susceptibles 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 Groupe 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

Au 30 juin 2018, l'endettement financier consolidé du Groupe atteignait 1.640,2 millions d'euros, dont 1.353,6 millions d'euros de dettes de financement de projets contractées par les sociétés de projets ou par des holdings intermédiaires et 87,7 millions d'euros de financements *corporate* contractés par la Société qui ne sont pas destinés au financement des projets. Les 198,9 millions d'euros restants correspondent (après application de la norme IFRS 16) à des dettes locatives (77,5 millions d'euros), 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 (93,4 millions d'euros) et à des instruments de couverture (28,1 millions d'euros). Pour une description de l'endettement du Groupe, se référer à la Section 10.2 « *Endettement du Groupe* » du présent document de base. 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. 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. Les prêteurs dans le cadre des financements de projets ne bénéficient d'aucun recours contre la Société ou toute entité du Groupe hors du périmètre de financement.

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), 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), à moins que la Société ou d'autres entités du Groupe ne désintéressent eux-mêmes les créanciers des sociétés de projets concernées.

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 rembourser les frais, intérêts et 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 ou des cocontractants du Groupe, ce qui affecterait de manière défavorable l'accès du Groupe à d'autres sources de financements pour ses projets. De plus, la gestion et la régularisation des cas de défaut au titre du financement d'un projet pourraient nécessiter un investissement significatif en termes de temps et de ressources financières, qui ne seraient pas mis à profit pour d'autres priorités.

Les contrats de financements de projets du Groupe prévoient généralement des restrictions aux distributions de liquidités dans le cas où certains ratios minimum de couverture du service de la dette (*minimum debt service coverage ratio*) ou d'autres ratios financiers et /ou opérationnels ne seraient pas respectés. Ces 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. Dans ce dernier cas, si la Société rencontrait des difficultés financières, cela pourrait déclencher des défauts simultanés sur plusieurs projets au niveau des sociétés de 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 fondé 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 (décrite à la Section 6.5.1.3 « *Financement des projets* » du présent document de base), 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 difficile à respecter ou à gérer dans le cadre de la conduite de ses affaires.

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 obligent en général l'emprunteur à respecter 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). Certains contrats de financement imposent des ratios minimum de fonds propres par rapport à l'endettement. Pour plus d'informations sur les covenants et engagements des sociétés de projets dans le cadre de leurs contrats de financement, se reporter à la Section 10.2.2.4 « *Covenants financiers* » du présent document de base.

Le non-respect de ces conditions 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 (notamment en cas de non-respect du *DSCR* « *lock-up* »), l'augmentation des coûts ou même l'exigibilité anticipée de la dette du projet (en cas de non-respect du *DSCR* minimum), 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.

A la dernière date de calcul prévue aux contrats (le 31 décembre 2017 ou le 31 mars 2018 selon le cas), les *DSCR* minimums étaient respectés par le Groupe et aucun défaut n'était constaté. Par ailleurs, à la dernière date de calcul prévue aux contrats (le 31 décembre 2017 ou le 31 mars 2018 selon le cas), hormis quelques cas isolés n'ayant pas d'impact significatif sur la liquidité du Groupe, les ratios *DSCR* « *lock-up* » et les ratios minimum de fonds propres/dette étaient tous respectés et les liquidités associées étaient disponibles.

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'exploitation 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 retards conséquents, atteindre des ratios de disponibilité technique plus faibles, supporter des dépassements de coûts, faire face à des cas de défaut au titre de certains *covenants* ou de clauses de défaut croisé ou subir des atteintes à sa réputation, en plus d'être exposé à des risques de sanctions pénales ou de responsabilité civile significative, pour lesquels il pourrait ne pas avoir une couverture d'assurance suffisante. 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, ou des difficultés financières de ce prestataire, peu(ven)t avoir une incidence défavorable sur le développement, la construction et l'exploitation des installations du Groupe. Une telle défaillance peut également entraîner des répercussions importantes 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. 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*. 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 certaines hypothèses, le nombre de fournisseurs potentiels est 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. Tel est le cas pour les solutions intégrées de stockage au lithium-ion, pour lesquelles le Groupe s'est associé avec Tesla pour deux de ses trois projets de stockage d'énergie en exploitation ou en construction.

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 défaillance d'un partenaire du Groupe dans l'exécution de ses obligations contractuelles au titre d'une joint-venture, ou les désaccords avec un partenaire au titre d'une joint-venture, pourraient affecter les initiatives de développement du Groupe

À la date du présent document de base, le Groupe est partie à une *joint-venture* constituée pour développer, construire, détenir et exploiter un certain nombre d'installations photovoltaïques (plus amplement décrite à la Section 7.2.3.2 « *Joint-Ventures* » du présent document de base), et pourrait conclure de nouveaux accords de *joint-venture* à l'avenir.

La capacité du Groupe à recevoir des dividendes et autres paiements de la part de *joint-ventures* dépend non seulement des flux de trésorerie et des résultats de ces sociétés mais aussi des termes des accords de *joint-venture* conclus avec les associés de ces sociétés. Un différend ou un désaccord avec ces autres associés pourrait conduire à un blocage et entraîner l'incapacité du Groupe à poursuivre la stratégie souhaitée et/ou contraindre le Groupe à se retirer de ces sociétés. Par ailleurs, les contrats conclus avec des partenaires au titre de *joint-ventures* ou le fait que le Groupe ne soit pas l'unique actionnaire, peut restreindre la liberté du Groupe dans l'exercice de ses activités. Le Groupe ne peut garantir qu'il sera en mesure de poursuivre les stratégies annoncées en ce qui concerne ses *joint-ventures* et les marchés sur lesquels elles opèrent. Par ailleurs, les co-associés du Groupe dans ces *joint-ventures* peuvent (a) avoir des intérêts ou des objectifs économiques ou commerciaux incompatibles avec ceux du Groupe, (b) faire l'objet d'un changement de contrôle, entraînant des difficultés imprévues avec le nouvel actionnaire, (c) connaître des difficultés financières ou autres, (d) ne pas respecter des sanctions internationales ou (e) ne pas pouvoir ou ne pas vouloir remplir leurs obligations au titre des accords de *joint-ventures*.

Bien que ce ne soit pas le cas à la date du présent document de base, si le Groupe venait à détenir des projets en opération ou en construction à travers sa *joint-venture* existante ou d'autres *joint-ventures* futures, tout manquement des co-associés du Groupe à leurs obligations ou tout désaccord ou différend entre les partenaires de *joint-ventures* pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, ses résultats et ses perspectives.

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'exploitation 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 la foudre, les vents violents, les incendies, les explosions, les effondrements 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'exploitation. 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'exploitation 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'exploitation au cours de la construction et de l'exploitation 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, 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. Pour plus d'informations concernant le différend relatif à la centrale biomasse de Commentry, se référer à la Section 20.4 « *Procédures judiciaires et d'arbitrage* » du présent document de base. 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 certaines hypothèses, 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. 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'exploitation 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.

4.1.2 Risques relatifs à l'organisation et à la stratégie de croissance du Groupe

L'activité du Groupe est en pleine croissance et connaît une évolution rapide, source de défis en termes de direction, de stratégie, d'exploitation et de contrôle

Le Groupe n'a cessé de s'étendre au cours des dernières années et cherche à étendre davantage ses activités de manière significative sur une série de marchés existants et sur de nouveaux marchés qu'il considère comme attractifs pour l'avenir. Le Groupe entend également adapter de manière continue son approche afin de suivre l'évolution de ses marchés historiques en France et en Australie. Le Groupe a ciblé ses marchés actuels et futurs sur la base de diverses hypothèses. Si ces hypothèses s'avéraient incorrectes, le Groupe pourrait avoir besoin d'ajuster sa stratégie et de restructurer ses activités et ses effectifs.

À mesure que l'expansion de son activité se poursuit et que sa stratégie commerciale évolue, le Groupe s'attend à rencontrer des défis supplémentaires concernant ses processus internes, la gestion de la construction externe, la structure du financement des projets et ses capacités de financement. Les opérations, les effectifs, les systèmes et le contrôle interne actuels du Groupe pourraient ne pas être adaptés à la poursuite de sa croissance et de son expansion. Le Groupe pourrait être amené à faire des investissements complémentaires imprévus dans sa structure organisationnelle et à améliorer ses systèmes, procédures et contrôles administratifs, opérationnels et financiers. À défaut de gérer efficacement ces changements, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de tirer parti des opportunités se présentant sur le marché, de mettre en œuvre avec succès ses stratégies commerciales ou de faire face à la pression concurrentielle, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur ses perspectives, son activité, sa situation financière et ses résultats.

Le Groupe est exposé à un certain nombre de risques liés à l'internationalisation de ses activités du fait de ses opérations à l'échelle mondiale et de sa stratégie d'expansion à l'international

Le Groupe exploite actuellement des parcs solaires, des parcs éoliens et une installation biomasse, principalement en France et en Australie, ses marchés principaux, 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. 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, parmi lesquels :

- le fait que l'expérience, les connaissances et les avantages concurrentiels du Groupe sur ses marchés historiques que sont la France et l'Australie peuvent ne pas être totalement transposables à de nouveaux marchés ;
- les changements dans les politiques publiques de tarification de l'énergie renouvelable (avec de possibles effets rétroactifs) ;
- les diminutions des coûts de production des autres sources d'énergie par rapport à l'énergie photovoltaïque et éolienne sur les marchés locaux ;
- le fait que les lois et les pratiques commerciales locales peuvent favoriser des concurrents locaux, inclure des exigences en termes de contenu local, ou limiter ou interdire l'exercice ou la détention par des étrangers de certaines activités ;
- des caractéristiques techniques, des lois ou des règlements limitant l'accès au réseau de distribution d'électricité ;
- des difficultés à maintenir de solides relations, dans des conditions favorables avec des partenaires et des conseillers techniques, financiers et juridiques locaux fiables ou à gérer des opérations internationales et d'y affecter le personnel adéquat ;
- l'exposition accrue à des différends, des litiges ou autres procédures (incluant des procédures judiciaires, administratives, gouvernementales, réglementaires ou arbitrales), qui peuvent détourner l'attention de la direction, donner lieu à des dommages ou bien se traduire par des décisions et des transactions défavorables au Groupe ;
- le fait que des contraintes juridiques et commerciales diverses peuvent créer des difficultés pour l'établissement ou le maintien de l'efficacité opérationnelle sur les divers marchés ;
- le fait que la gestion d'une activité à l'échelle mondiale donne lieu à un accroissement de la charge de travail du management en termes de gestion, de comptabilité financière et de *reporting*, et peut occasionner des difficultés dans la mise en œuvre et le maintien des contrôles internes adaptés ;
- le fait que les pratiques commerciales habituelles sur certains marchés peuvent ne pas être compatibles avec la politique du Groupe au sujet de l'éthique, du droit ou de la conformité, ce qui pourrait entraîner la renonciation ou l'abandon de certains projets potentiels par le Groupe et la perte de parts de marchés ;
- le fait que sur certains marchés, les autorités publiques ont un pouvoir discrétionnaire concernant la délivrance d'autorisations, de licences et d'agrément nécessaires aux activités du Groupe et que ces mêmes autorités peuvent exercer ce pouvoir de manière arbitraire et imprévisible ;

- les conséquences fiscales potentiellement défavorables de certains États ou l'exploitation dans plusieurs États ; et
- le fait que les activités à l'international supposent de comprendre, de respecter et de suivre toute une série de lois, normes et règlements étrangers, y compris les formalités pour les entreprises, les restrictions à l'import et à l'export, le droit du travail, l'occupation des sols, les exigences en matière de protection de l'environnement et les exigences réglementaires.

Aucune garantie ne peut être donnée sur le succès de la stratégie d'expansion internationale du Groupe. L'investissement et les ressources complémentaires nécessaires à l'établissement de ces activités et à la gestion de la croissance dans d'autres pays pourraient ne pas permettre d'atteindre les niveaux de chiffre d'affaires et de rentabilité escomptés. 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.

L'expansion du Groupe sur des marchés émergents expose ce dernier à des risques juridiques, politiques, opérationnels et autres qui pourraient avoir une incidence défavorable sur ses opérations et sa rentabilité

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. De telles situations pourraient avoir une incidence défavorable sur les opérations ou les installations du Groupe dans les pays concernés ou sur l'obtention de financement pour les parcs solaires et éoliens et leur construction dans lesdits pays ;
- 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. D'autres 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 faiblesses 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 problématiques, 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 et le parc éolien d'Hornsedale en Australie. Le Groupe acquiert sélectivement ces 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. En outre, le Groupe peut rencontrer des incompatibilités entre certains systèmes de suivi et de développement du projet et ses propres systèmes. L'un ou l'autre de ces problèmes pourrait 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'exploitation 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'exploitation 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'exploitation rentable des projets existants. Le Groupe est également tenu d'évaluer régulièrement l'impact commercial, financier, juridique et fiscal des transactions commerciales complexes qu'il conclut à l'échelle mondiale, tant dans le cadre de l'évaluation et du développement de nouveaux projets que de la supervision de la construction et de l'exploitation des installations. 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.

4.1.3 Autres risques relatifs à l'activité du Groupe

Des fraudes ou des problèmes concernant l'information financière du Groupe pourraient nuire à sa réputation et ses résultats

Le Groupe est en train d'élaborer, de mettre en œuvre et de tester des mises à jour de sa procédure relative à l'information financière afin de continuer à assurer une présentation fiable et exacte de son information financière interne et externe. 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. Toute identification

d'une faiblesse significative dans le cadre des contrôles internes ou d'une inexactitude importante dans les états financiers du Groupe pourrait entraîner une perte de confiance des investisseurs dans la fiabilité et l'exhaustivité de ses rapports financiers et cela pourrait avoir une incidence négative sur le cours de bourse des actions de la Société. En cas d'irrégularités ou de problèmes avec l'information financière du Groupe, celui-ci pourrait également faire l'objet d'enquêtes de l'AMF ou d'autres autorités de régulation, ce qui pourrait nécessiter des ressources financières et de gestion supplémentaires.

En outre, 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.

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 sont initialement comptabilisées à leur coût ou à leur juste valeur et les immobilisations incorporelles et corporelles liées à des projets en exploitation 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 taux de croissance de la marge opérationnelle, 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.

Des changements futurs des normes IFRS pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats et la situation financière du Groupe

Les informations financières consolidées du Groupe incluses dans le présent document de base ont été préparées par le Groupe conformément aux normes IFRS, telles qu'adoptées par l'Union européenne. Les changements apportés à ces normes comptables et aux prises de position, lignes directrices de mise en œuvre et interprétations y afférentes pourraient avoir une incidence importante sur les résultats et la situation financière du Groupe, et pourraient affecter de manière rétroactive les informations financières déjà présentées. Les nouvelles normes et interprétations importantes qui ont récemment eu des conséquences sur les états financiers du Groupe comprennent : la norme IFRS 9 « Instruments financiers » et la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés des contrats conclus avec des

clients », entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, et la norme IFRS 16 « Contrats de location », que le Groupe a appliqué par anticipation dans les États Financiers Semestriels. Le Groupe a appliqué chacune de ces normes à compter du 1^{er} janvier 2018. L'impact de ces nouveaux standards sur les résultats du Groupe, sa situation financière et ses flux de trésorerie est décrit à la Note 3 aux États Financiers Semestriels. Tout changement futur dans les normes IFRS pourrait affecter les résultats du Groupe.

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 4.3.2 « *Risques de change* » et au Chapitre 9 « *Examen de la situation financière et du résultat* » du présent document de base. 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 ce sens, si les taux de change s'écartent de manière significative des fourchettes historiques, ou si la volatilité ou la répartition de ces changements s'écarte des normes historiques, les couvertures du Groupe peuvent s'avérer insuffisantes pour le protéger contre des pertes significatives. 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 revenu net du Groupe.

Le Groupe n'est pas entièrement couvert et peut ne pas être couvert efficacement contre les fluctuations des taux d'intérêt

Dans la plupart de ses contrats de financement de projets, le Groupe a couvert une partie 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 4.3.1 « *Risques de taux* » et au Chapitre 9 « *Examen de la situation financière et du résultat* » du présent document de base.

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.

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, tels que décrits à la Section 20.4 « *Procédures judiciaires et d'arbitrage* » du présent document de base 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 consécutifs, 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.

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'exploitation efficace et ininterrompue de son infrastructure informatique, qui comprend des systèmes informatiques complexes et sophistiqués, des systèmes de télécommunication, des systèmes de contrôle, 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.

En outre, le Groupe a récemment mis en place de nouveaux outils de gestion informatique à des fins de comptabilité et de *reporting*. Le déploiement et l'intégration de ces nouveaux outils dans les systèmes informatiques du Groupe peuvent entraîner des difficultés ou des retards, ce qui pourrait perturber le fonctionnement de ces systèmes et des processus clés de *reporting*. Les perturbations des systèmes informatiques du Groupe, ainsi que celles des autres acteurs de l'industrie de l'énergie, 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 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, des exigences en matière de permis et donner lieu à des amendes et sanctions.

4.2 RISQUES RELATIFS AU SECTEUR DES ENERGIES RENOUVELABLES

4.2.1 Risques relatifs à la réglementation et aux politiques publiques

Toute diminution ou remise en cause des prix et tarifs règlementés 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 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'acquies l'électricité produite par le Groupe à des tarifs d'achat obligatoire fixés par arrêté ministériel. En décembre 2010, le secteur photovoltaïque a connu une suspension de l'obligation d'achat (en raison d'une demande des producteurs déconnectée des besoins du marché) suivie d'une baisse significative prolongée des tarifs d'achat obligatoire en 2011 et 2013 où le tarif dit « T5 », créé pour les installations sur bâtiment de puissance crête supérieure à 100 kW ou les centrales au sol de grande puissance, du type de celles développées par le Groupe, a été à chaque fois diminué de 20% par rapport au tarif précédent. Les tarifs en vigueur ont continué à baisser d'un pourcentage précis chaque trimestre depuis lors. Par ailleurs, sous l'impulsion de l'Union européenne, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour

la croissance verte a créé un nouveau dispositif de soutien aux énergies renouvelables « à guichet ouvert », 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, appelée « complément de rémunération », 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. Si, à la date du présent document de base, les nouvelles installations photovoltaïques du Groupe ne peuvent plus bénéficier ni de l'obligation d'achat ni du complément de rémunération à guichet ouvert, les parcs éoliens du Groupe sont en revanche compris dans les énergies renouvelables éligibles au complément de rémunération à guichet ouvert, à des niveaux de primes qui ont diminué d'environ 13% entre l'arrêté du 13 décembre 2016 et celui du 6 mai 2017. Pour plus d'informations sur les règles françaises de tarification des énergies renouvelables, se reporter à la Section 6.6.2.3 « *Les règles de vente et de tarification de l'électricité produite par le Groupe* » du présent document de base.

Enfin, dans le secteur photovoltaïque comme dans le secteur éolien, le Groupe participe à des procédures d'appels d'offres, donnant droit à la conclusion de contrats d'achat d'électricité avec tarifs d'achat obligatoire ou de contrats pour différence avec versement d'un complément de rémunération, selon des conditions fixées dans les cahiers des charges et règles des procédures correspondantes.

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, telles que celles qui se sont produites en 2011 et 2013 pour les tarifs d'achat obligatoires du secteur photovoltaïque en France, 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, les projets fondés sur de telles conditions de rémunération pourraient ne pas être viables.

Par ailleurs, dans le secteur éolien, les mécanismes d'obligation d'achat à des tarifs d'achat obligatoires ont fait l'objet de recours devant les juridictions européennes sur le fondement de l'interdiction des aides d'État prévue par l'article 107 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (le « TFUE ») ce qui a conduit la Cour de justice de l'Union européenne (« CJUE ») à considérer, par une décision du 19 décembre 2013, dans le cadre de l'affaire dite « Vent de Colère », que les arrêtés tarifaires de 2008, étaient qualifiables d'aides d'État et, à ce titre auraient dû être notifiés à la Commission européenne aux fins d'autorisation préalablement à leur mise en œuvre. Par la suite, le Conseil d'État, dans une décision du 28 mai 2014, a annulé les arrêtés tarifaires de 2008 entraînant ainsi une obligation pour l'État français de demander aux acteurs de la filière le remboursement des intérêts courus sur les aides qu'ils ont perçues. Dans ce cadre, le Groupe a été tenu de rembourser à l'État la somme d'environ 115.000 euros sous la forme de titres de recettes. Le secteur photovoltaïque a également été impacté par les règles relatives aux aides d'État. Par une ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE, saisie sur renvoi préjudiciel de la Cour d'appel de Versailles, a considéré, à propos des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010, que le mécanisme d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque à un prix supérieur à celui du marché et dont le financement est supporté par les consommateurs finals d'électricité devait être considéré comme une intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État, caractérisant ainsi la première condition des aides d'État, à charge pour les juridictions françaises de démontrer que les trois autres conditions de l'article 107 du TFUE sont remplies.

Si ces décisions du Conseil d'État ou de la CJUE venaient à être étendues à l'arrêté tarifaire du 4 mars 2011 créant le tarif « T5 », dont le Groupe bénéficie encore à ce jour, qui n'a pas fait l'objet d'une notification à la Commission européenne ou, plus généralement si d'autres mécanismes incitatifs venaient à être remis en cause, a posteriori, sur le fondement de l'article 107 du TFUE, le Groupe pourrait avoir à supporter des coûts de remboursement auprès des pouvoirs publics qui pourraient

s'avérer significatifs ainsi que des coûts liés à la remise en cause des contrats d'achat d'électricité correspondants.

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 pluriannuelle de l'énergie en France), 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, d'accès privilégiés aux réseaux de distribution et de transport d'électricité ou de mesures fiscales incitatives (le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.6 « *Réglementation* » du présent document de base, pour une synthèse des principales lois et réglementations applicables au secteur des énergies renouvelables sur les principaux marchés dans lesquels le Groupe opère, ainsi qu'à la Note 33.e aux États Financiers Annuels). 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 problématiques environnementales de pays ou de régions donnés, qui sont susceptibles d'être impactées 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 pluriannuelle de l'énergie en France.

Toute remise en cause, ou évolution défavorable de ces politiques publiques incitatives ou des problématiques et incertitudes à propos de 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, plus amplement décrites à la Section 6.6 « *Réglementation* » du présent document de base, 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 aborigènes en Australie), d'hygiène, sécurité et santé au travail, d'entretien et de contrôle des installations en exploitation, 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, même si les montants en jeu ne représentent à ce stade, qu'une part non significative des dépenses d'investissement prévues relatives aux projets, 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. Ils sont plus rares pour les projets solaires mais ont également tendance à se développer en France. 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.

Pour une description des contentieux relatifs aux autorisations et permis des projets en développement du Groupe ainsi que de l'historique en la matière, se référer aux Sections 6.5.2.1.2 « *Politique de développement des projets photovoltaïques* », 6.5.2.2.2 « *Politique de développement des projets éoliens* » du présent document de base et 20.4 « *Procédures judiciaires et d'arbitrage – Contentieux administratifs concernant l'activité de développement du Groupe* » du présent document de base.

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 exploitation 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 la rentabilité des projets envisagés ainsi que 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 récemment fait l'objet, 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 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^{er} janvier 2014 (règle du « rabot »).

En outre, aux termes des règles françaises en matière de sous-capitalisation, 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.

Les règles mentionnées ci-dessus limitant la déductibilité des intérêts en vertu de la législation fiscale française seront modifiées à l'avenir, dans le cadre de la transposition 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 »).

L'ATAD comprend notamment en substance un mécanisme de limitation de la déductibilité des charges financières nettes à 30% de l'EBITDA.

Les modalités précises de transposition de la directive restent inconnues, y compris pour ce qui est de savoir si cette règle remplacera les régimes de limitation existants en France ou leur sera ajoutée en totalité ou en partie (étant toutefois précisé que l'administration semble envisager une substitution à la règle du « rabot »).

En principe, l'ATAD devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2019, avec une faculté de report au 1^{er} janvier 2024 sous certaines conditions. La France a sollicité ce report qui reste soumis à une autorisation de la Commission européenne mais l'administration fiscale a indiqué dans une consultation publique envisager une transposition anticipée de l'ATAD.

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 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 2017 et 30 juin 2018, les impôts différés actifs nets des impôts différés passifs s'élevaient à 6 millions d'euros, étant précisé que ce montant tient compte des impôts différés actifs correspondant aux déficits fiscaux du Groupe à hauteur de 25,6 millions d'euros et 1,8 million d'euros, respectivement (se reporter à la Note 28 aux États Financiers Annuels et 23 la Note 23 aux États Financiers Semestriels). 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.

4.2.2 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

Le Groupe investit et prévoit de continuer à investir dans des projets de production d'électricité dépendants des ressources solaires et éoliennes. Au 30 juin 2018, les installations photovoltaïques et les parcs éoliens du Groupe en exploitation (« *in operation* ») représentaient respectivement 671 MW et 569 MW soit environ 53,5% et 45,3% 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 par le Groupe, 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 de base, les activités du Groupe soient principalement concentrées en France (45,1% des MW en exploitation au 30 juin 2018) et en Australie (44,9% des MW en exploitation au 30 juin 2018), la stratégie de diversification géographique et technologique du portefeuille de projets du Groupe devrait contenir à l'avenir l'importance de ce risque au niveau consolidé. Si ces 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. Même si un certain nombre d'installations du Groupe comprend des batteries de stockage d'électricité destinées à atténuer les effets de l'intermittence de la production, à la date du présent document de base, seulement deux installations de ce type sont en opération à ce jour et ces installations de stockage n'ont pas vocation à compenser intégralement la diminution de la production d'électricité qui pourrait résulter de l'insuffisance des ressources solaires ou éoliennes.

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 année 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.

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 ou celles de ses acheteurs d'électricité. 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 de nature à avoir 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'exploitation 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.

4.2.3 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 importante 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. Bien que la majeure partie des actifs de production du Groupe bénéficie de contrats d'achat d'électricité à long terme, auprès d'acquéreurs engagés sur toute la durée des contrats, aucune assurance ne peut être donnée quant à la capacité du Groupe à développer ses projets et à obtenir des contrats d'achat d'électricité, au regard de la concurrence toujours plus intense pour l'obtention de tels contrats. Bien souvent, les concurrents se montrent agressifs dans les procédures d'appels d'offres auxquelles le Groupe participe, en utilisant, dans la remise de leurs offres, des hypothèses basses de prix des panneaux photovoltaïques ou des turbines éoliennes, des autres composants du système (composants *BOS* ou *BOP*), de construction, de maintenance, des coûts du capital et autres coûts. 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'exploitation 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, aérogénérateurs, autres composants du système) ainsi que des coûts de développement, construction (coûts *EPC*) et exploitation 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 fluctuations des prix des panneaux photovoltaïques et des aérogénérateurs, 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 aérogénérateurs et les panneaux solaires qu'il veut voir installés 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 aérogénérateurs, 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 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 d'électricité, plus concurrentielles du point de vue des coûts ou plus rentables que les installations photovoltaïques et éoliennes. 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 procédures d'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, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

4.2.4 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. Pour plus d'informations sur les étapes du raccordement d'une installation au réseau, se reporter à la Section 6.5.2.1.2(i)(b) « *Procédure de raccordement au réseau* » du présent document de base.

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 une réduction 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 exploitation au même moment (le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.6.3 « *La réglementation applicable en Australie – Grid curtailment* » du présent document de base). 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 (cette réduction étant a fortiori plus importante pour un producteur d'énergie renouvelable, dont les coûts de production sont fixes et les ressources non conservables, que pour un producteur d'énergie non-renouvelable dont les coûts de production sont variables). 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 le *curtailment*, comme exposé à la Section 6.5.2.3 « *Stockage d'énergie* » du présent document de base.

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 2015, 2016 et 2017 et le semestre clos le 30 juin 2018 sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

<i>En dollars australiens</i>	Semestre clos le 30 juin		Exercice clos le 31 décembre	
	2018	2017	2016	2015
Revenus FCAS	7.124.158	409.630	-	-
Contributions FCAS	(995.231)	(2.028.869)	(144.612)	-
Solde	6.128.927	(1.619.239)	(144.612)	-

Pour plus d'informations sur les services de stabilisation du réseau, se reporter à la Section 6.5.2.3.3 « *Régulation de la fréquence* » du présent document de base.

Le montant de ces contributions FCAS est imprévisible, peut se révéler significatif et pourrait 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.

4.3 RISQUES DE MARCHE

4.3.1 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 2015, 31 décembre 2016, 31 décembre 2017 et 30 juin 2018 :

<i>En millions d'euros</i>	Au 30 juin		Au 31 décembre	
	2018	2017	2016	2015
Dettes à taux fixes	747,9	619,7	361,1	217,8
Dettes à taux variables	864,2	758,7 ⁽¹⁾	440,4	236,1
Effet des couvertures	28,1	24,8	22,8	19,5
Total dettes financières	1.640,2	1.403,2⁽²⁾	824,3	473,4

⁽¹⁾ Le montant des dettes à taux variables au 31 décembre 2017 s'élève à 754,7 millions d'euros après prise en compte de la norme IFRS 9. Se reporter à la Section 9.1.3 « Première application des normes IFRS 9, 15 et 16 » du présent document de base.

⁽²⁾ Le montant des dettes financières au 31 décembre 2017 s'élève à 1.399,2 millions d'euros après prise en compte de la norme IFRS 9. Se reporter à la Section 9.1.3 « Première application des normes IFRS 9, 15 et 16 » du présent document de base.

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 et les États Financiers Semestriels.

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 30 juin 2018, afin de couvrir son exposition au risque de taux :

<i>En millions d'euros</i>	Montants notionnels par échéance			Juste valeur	Enregistrés en capitaux propres	Enregistrés en résultat
	Inférieure à 5 ans	Supérieur e à 5 ans	Total			
Au 31 décembre 2017						
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
Total	152,4	432,0	587,3	-24,8	-24,8	0
Au 30 juin 2018						
Swaps de taux - Solaire	71,8	187,8	259,6	-14,8	-14,8	0
Swaps de taux - Éolien	82,8	357,5	440,3	-13,3	-13,3	0
Total	154,6	545,3	699,9	-28,1	-28,1	0

4.3.2 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. À l'avenir, ce risque portera sur d'autres devises en fonction de l'entrée en exploitation des projets en construction et en développement du Groupe, dans des pays situés en dehors de la zone euro.

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 de base, 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 libellées 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 ou dollars américains). Afin de se couvrir contre le risque de baisse de l'euro par rapport à ces deux devises, le Groupe conclut des contrats à terme sur devises par lesquels il achète des dollars australiens ou dollars américains avec un règlement généralement prévu quelques jours avant le *closing* financier du projet concerné. 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 2015, 31 décembre 2016, 31 décembre 2017 et 30 juin 2018 :

<i>En millions d'euros</i>	Au 30 juin		Au 31 décembre	
	2018	2017	2016	2015
Dettes libellées en euros	849,0	731,7	521,6	440,8
Dettes libellées en dollars australiens (converties en euros)	657,8	558,7	230,8	32,6
Dettes libellées en dollars américains (converties en euros)	133,2	112,7	71,9	-
Dettes libellées en autres devises (converties en euros)	0,2	-	-	-
Total dettes financières	1.640,2	1.403,2⁽¹⁾	824,3	473,4

⁽¹⁾ Le montant des dettes financières au 31 décembre 2017 s'élève à 1.399,2 millions d'euros après prise en compte de la norme IFRS 9. Se reporter à la Section 9.1.3 « Première application des normes IFRS 9, 15 et 16 » du présent document de base.

4.3.3 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 2015, 31 décembre 2016, 31 décembre 2017 et 30 juin 2018 :

<i>En millions d'euros</i>	Au 30 juin		Au 31 décembre	
	2018	2017	2016	2015
Créances clients	33,5	29,0	15,6	22,6
Dépréciations créances clients	-	-	-	(0,1)
Total clients et comptes rattachés	33,5	29,0	15,6	22,5

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 6.5.1.6.1 « *Contrats de vente d'électricité* » du présent document de base. Pour une description des différents types de contreparties du Groupe et leur poids respectif dans les ventes totales du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.5.4 « *Clients du Groupe* » du présent document de base.

Comme indiqué dans la présente section, 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, le cas échéant, prise en compte dans le calcul du taux de rentabilité interne (« TRI ») du projet sous-jacent. Lorsque la contrepartie est une contrepartie de marché, une prime de risque est également ajoutée dans le calcul du TRI 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, telles que Natixis ou Société Générale.

4.3.4 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 au Chapitre 10 « *Trésorerie et capitaux propres du Groupe* » du présent document de base.

Le tableau suivant résume les ressources disponibles (position de liquidité) du Groupe aux 31 décembre 2015, 31 décembre 2016, 31 décembre 2017 et 30 juin 2018 :

<i>En millions d'euros</i>	Au 30 juin		Au 31 décembre	
	2018	2017	2016	2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie :	208,5	259,7	99,5	45,7
- dont placements à court terme	3,6	3,8	0,9	1,1
- dont disponibilités	205,0	255,9	98,6	44,6
Autorisations de découverts disponibles	74,0	39,0	34,5	34,5
Total	282,5	298,7	134,0	80,2

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 30 juin 2018, les 205 millions d'euros de liquidités provenaient essentiellement des excédents de trésorerie générés par les centrales en opération (55 millions d'euros), des tirages de dettes effectués en attente d'utilisation des fonds dans le cadre de la construction des centrales (103 millions d'euros) et de fonds disponibles en attente d'utilisation pour apporter les fonds propres dans les projets (39 millions d'euros).

Les placements à court terme réalisés par le Groupe sont entièrement disponibles par la société qui les détient et ne présentent pas de risques de changement de valeur.

4.4 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.

4.4.1 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 ou d'exploitation.

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.

4.4.1.1 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 de base, 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) 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'Axa, dont l'objet est principalement de couvrir les administrateurs, les dirigeants et les mandataires sociaux des entités du Groupe dans le monde entier (y compris les dirigeants de fait et les membres des organes collégiaux statutaires comme le Comité de surveillance de la Société jusqu'au 12 septembre 2018) contre les conséquences pécuniaires des réclamations introduites à leur encontre et imputables à toute faute professionnelle commise dans l'exercice de leurs fonctions. Le programme couvre également les frais de défense civile, pénale et administrative des personnes assurées ;
- un programme d'assurance de « déplacements professionnels », 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 (se reporter à la Section 4.1.1 « *Risques relatifs aux projets et aux installations du Groupe – 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* » du présent document de base).

4.4.1.2 Assurances spécifiques aux sociétés de projets

Dans l'exercice de ses activités de développement et exploitation 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 exploitation, 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 de base, 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 exploitation (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 de base, 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.

4.4.2 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.

4.4.2.1 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 4 « *Facteurs de risques* » du présent document de base, 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. 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.

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.

4.4.2.2 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 fournir 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.

4.4.2.3 Dispositif de contrôle interne

Le dispositif de contrôle interne du Groupe a pour objectif de fiabiliser les informations comptables et financières produites, 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.

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. Chaque manager évalue, sur son périmètre de responsabilité, 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. Le Groupe envisage également de réaliser une évaluation interne de l'avancée des plans d'actions durant le second semestre 2018. Dans ce cadre, un système d'évaluations croisées devrait être mis en place.

Par ailleurs, le Groupe envisage de déployer 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.

5. INFORMATIONS CONCERNANT LE GROUPE

5.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION

5.1.1 Dénomination sociale

À la date du présent document de base, la dénomination sociale de la Société est « NEOEN ».

5.1.2 Lieu et numéro d'immatriculation

La Société est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 508 320 017.

5.1.3 Date d'immatriculation et durée

5.1.3.1 Date d'immatriculation

La Société a été immatriculée le 29 septembre 2008.

5.1.3.2 Durée

La Société a été constituée pour une durée de 99 ans à compter de la date de son immatriculation au Registre du Commerce et des Sociétés, soit jusqu'au 28 septembre 2107, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

5.1.4 Siège social, forme juridique et législation applicable

5.1.4.1 Siège social

Le siège social de la Société est situé 6 rue Ménars, 75002 Paris. Le numéro de téléphone du siège social est le +33 (0)1 70 91 62 62.

5.1.4.2 Forme juridique et législation applicable

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 de base, la Société est une société anonyme de droit français, régie par les lois et règlements en vigueur en France (et notamment par les dispositions du Livre II du Code de commerce) ainsi que par ses statuts.

5.1.5 Exercice social

L'exercice social commence le 1^{er} janvier et se termine le 31 décembre de chaque année.

5.1.6 Histoire et évolution du Groupe

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. Au 30 juin 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 1.255 MW de projets en exploitation (« *in operation* »), 590 MW de projets en construction (« *under construction* »), 1.106 MW de projets en phase « *awarded* », 1.208 MW de projets en phase « *tender-ready* », 2.521 MW de projets en phase « *advanced development* » et 3.674 MW de projets en phase « *early stage* ». Pour une présentation complète des installations du Groupe en exploitation, en construction et en développement, le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.5 « *Description des activités de Neoen* » du présent document de base. Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.5.1.2.4 « *Classification des projets* » du présent document de base.

L'émergence d'un leader indépendant des énergies renouvelables en France

Dès sa création, la Société a 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 »).

Le développement du Groupe a été réalisé principalement par voie de croissance organique, et dans une moindre mesure, par croissance externe. Ainsi, la Société a acquis en septembre 2011 la société Poweo ENR SAS (renommée par la suite Neoen Services SAS) qui détenait des équipes et des projets en développement ainsi que 25 MW de centrales photovoltaïques en exploitation et, en janvier 2015, la Société a fait l'acquisition de la société Juwi EnR (renommée par la suite Neoen Développement puis absorbée par la Société) détenant un portefeuille de projets éoliens et solaires et exerçant par ailleurs une activité dans la construction et l'exploitation de centrales solaires cédée ultérieurement.

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 puissance installée de 300 MW, répartis en 25 centrales sur environ 260 hectares (ce qui en fait le plus grand 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 MW) au Salvador.

L'année 2015 s'est inscrite dans le prolongement de l'année 2014. Le Groupe a poursuivi sa dynamique de croissance du Groupe, notamment en France, où il s'est imposé comme le principal lauréat de l'appel d'offres solaire « CRE 3 », en remportant 110 MW sur les 400 MW alloués dans le cadre de la procédure. Dans le même temps le Groupe a su démontrer sa capacité à se développer à l'international de manière durable, en remportant une deuxième tranche de 100 MW pour le projet Hornsdale en Australie et en sécurisant une tranche complémentaire de 25,4 MW en Amérique Centrale, dans la continuité de l'appel d'offres remporté au Salvador en 2014 pour le projet Providencia Solar. Afin de se focaliser sur ces projets, le Groupe a également choisi d'abandonner certaines de ses activités jugées non stratégiques en 2016, notamment les activités d'exploitation de petites installations sur toiture ou les activités éoliennes *offshore*.

En 2017, le Groupe a conforté sa position de *leader* indépendant du photovoltaïque en France, notamment 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) tout en maintenant un bon positionnement sur la deuxième tranche (28,4 MW remportés par le Groupe sur les 508 MW alloués) confirmant ainsi son statut de premier producteur indépendant d'électricité à partir d'énergies renouvelables en France.

Le premier semestre 2018 a été, pour le Groupe, synonyme de concrétisations de projets antérieurement remportés, démontrant la capacité du Groupe à mener à bien ses projets. À cet effet, les projets solaires Lugos (11,9 MW) et Bram (4,8 MW), remportés lors de l'appel d'offres solaire « CRE 3 », ainsi que le projet remporté au cours de la première tranche des appels d'offres solaires « CRE 4 », à savoir Cap Découverte 4 bis (5 MW), sont entrés en construction au cours du premier trimestre 2018. Le projet éolien, Auxois Sud II (16 MW) est quant à lui entré en construction en février 2018. Par ailleurs, le Groupe est parvenu à mettre en service les parcs éoliens Champs d'Amour (8,8 MW) et Pays Chaumontais (14,4 MW) en janvier 2018 et mars 2018, respectivement.

La création d'un Groupe international

Le développement du Groupe au cours de la période 2008-2013 l'a rapidement conduit à s'internationaliser, notamment par la création d'une filiale au Portugal dès 2010, puis par l'implantation dans d'autres zones géographiques (notamment en Australie en 2012 et au Mexique en 2013) qui, au regard de leur gisement solaire ou éolien et de leurs caractéristiques macroéconomiques, réglementaires et d'infrastructures de réseau ont semblé propices à la production d'une énergie renouvelable compétitive.

Cette internationalisation s'est intensifiée à partir de 2014 notamment :

- en Australie où le Groupe a acquis puis développé le projet éolien Hornsdale et remporté plusieurs tranches de l'appel d'offres lancé par l'État de Canberra (100 MW en janvier 2015, 102 MW en décembre 2015 et 112 MW fin 2016) et où trois projets solaires d'une capacité totale de 131 MW ont été retenus dans l'appel d'offres de l'ARENA (*Australian Renewable Energy Agency*). En juillet 2017, le Groupe a remporté un appel d'offres aux côtés de la société Tesla pour l'installation d'une centrale de stockage de l'électricité éolienne produite par le parc de Hornsdale, dont la mise en service a eu lieu en novembre 2017. En mai 2018, le Groupe et GFG Alliance ont signé un contrat d'achat d'électricité portant sur l'énergie à produire du parc solaire de Numurkah (128 MW) situé dans l'État de Victoria, dont la construction a été lancée en juillet 2018. Ce contrat d'achat d'électricité complète celui existant déjà entre le Groupe et l'État de Victoria, portant sur 40 MW. Au cours du premier semestre 2018, l'Australie est devenue la région la plus importante du Groupe en termes de MW sécurisés ;
- au Salvador où le Groupe a remporté un appel d'offres pour la construction et l'exploitation d'un ensemble de centrales solaires de 75,4 MW en 2014, projet dont la capacité a ensuite été augmentée de 25,4 MW supplémentaires, sur demande de l'un des acquéreurs d'électricité (Delsur), notamment en raison du profil compétitif de l'offre initiale du Groupe. Ce projet, mis en service en 2017, est le plus grand parc solaire en opération en Amérique Centrale ;
- en Jamaïque, où la Société a remporté en 2016 un appel d'offres et conclu un contrat d'achat d'électricité pour une centrale solaire de 51,5 MW, dont la construction a été lancée au cours du premier semestre 2018 et dont la mise en service est prévue pour le premier semestre 2019 ;
- en Zambie, où Neoen et son partenaire First Solar ont signé en mars 2017, dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres, un contrat d'achat d'électricité de 25 ans avec ZESCO, principale compagnie d'électricité de Zambie, portant sur l'énergie produite par une installation solaire de 55 MW ;
- en Irlande, où une *joint-venture* a été constituée en novembre 2016 avec la société BNRG Renewables Limited, *leader* irlandais du photovoltaïque, destinée à accompagner le développement de projets du Groupe (capacité potentielle de 330 MW) et les présenter à de futurs appels d'offres locaux ;
- en Argentine où, en août 2017, la Société a racheté un projet solaire de 101 MW situé à La Puna et où, en novembre 2017, la Société a été l'un des lauréats de RenovAr 2, le deuxième appel d'offres argentin, avec son projet solaire Altiplano de 101 MW situé dans la province de Salta ; et
- en Finlande où, en mai 2018, le Groupe a fait l'acquisition de 80,1% des parts sociales de la société Hedet Vindpark AB porteuse des projets de fermes éoliennes « Hedet » d'une capacité de 75 MW à la date d'acquisition et « Björkliden » d'une capacité d'environ 29 MW à la date d'acquisition. En septembre 2018, le Groupe a annoncé la signature d'un contrat de vente d'électricité avec Google, d'une durée de 10 ans, portant sur l'intégralité de la production du projet éolien Hedet.

À la date du présent document de base, le Groupe dispose de 16 bureaux répartis dans 12 pays.

L'ouverture du capital de la Société à de nouveaux actionnaires

Initialement filiale à 100% du groupe Direct Énergie (en 2008, contrôlé par le groupe Louis Dreyfus), la Société a rapidement ouvert son actionnariat à d'autres investisseurs. Ainsi, en juin 2009, la Société a réalisé sa première levée de fonds d'un montant global de 20 millions d'euros ouverte au fonds FPCI Capenergie représenté par sa société de gestion Crédit Agricole Private Equity (devenue Omnes Capital en 2012) et également souscrite par Louis Dreyfus SAS (devenue Impala en 2011), conjuguant ainsi capacité d'investissement et expérience de l'énergie pour accompagner le Groupe dans son développement. Omnes Capital et Impala ont par la suite réitéré leur confiance dans la Société en réalisant plusieurs apports ultérieurs de fonds propres, notamment des apports de fonds propres à hauteur de 10 millions d'euros en juillet 2010 (à l'occasion duquel le FPCI Capenergie II, géré par Omnes Capital, est également entré au capital de la Société), de 2,5 millions d'euros en janvier 2011, de 10 millions d'euros en septembre 2011, de 2 millions d'euros en juillet 2012, de 5 millions d'euros en avril 2013, de 8 millions d'euros en décembre 2013, 25 millions en octobre 2014 (à l'occasion duquel le FCPI ETI 2020, géré par Bpifrance, est entré au capital de la Société), 20 millions d'euros en juin 2016 (à l'occasion duquel le FPCI Capenergie 3, géré par Omnes Capital, est également entré au capital de la Société) et 30 millions d'euros en décembre 2016.

En juillet 2011, afin de simplifier la structure actionnariale de la Société et de faciliter la participation des actionnaires à son développement, Direct Énergie est sortie du capital de la Société, devenant non plus société-mère mais société-sœur de Neoen, toutes deux étant contrôlées par Impala.

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.

Ainsi, depuis sa création en 2008, la Société est parvenue à sécuriser le financement de sa croissance par voie d'augmentations de capital auprès de ses actionnaires pour un total de 126 millions d'euros.

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'émissions d'options de souscription d'actions dès 2009 (exercées à partir de 2014) et d'attributions d'actions gratuites dès 2015 (acquises à partir de 2017).

Pour une description de l'actionnariat de la Société, se référer au Chapitre 18 « *Actionnaires* » du présent document de base.

La diversification des sources de financement du Groupe

Dès ses premières années d'activité, le Groupe a opté pour un mode de financement des projets par voie d'endettement sans recours sur la Société, auprès de partenaires financiers de premier plan. À ce titre, le Groupe a noué des relations solides avec des établissements financiers de renom tels que Société Générale, KfW-Ipex, Groupe BPCE et Bpifrance, sans pour autant se placer sous une relation de dépendance financière vis-à-vis de l'un d'entre eux. Dans le cadre de son développement international, le Groupe a également veillé à financer ses projets par des institutions locales telles que les banques de développement (par exemple, Proparco, l'Inter-American Investment Corporation (IIC), l'International Finance Corporation (IFC) ou l'Overseas Private Investment Corporation (OPIC)). Dans une mesure limitée, le Groupe a pu bénéficier de subventions publiques, notamment en Australie.

Le financement du Groupe s'est également fait par des levées de fonds auprès de ses actionnaires, sous forme d'avances en compte courant. Ainsi, en 2017, Impala et le FPCI ETI 2020, représenté par Bpifrance Investissement, ont consenti à la Société deux avances en compte courant de 35 millions d'euros et 15 millions d'euros, respectivement, destinées à assurer le financement de projets éoliens en construction en France et des projets Dubbo, Parkes et Griffith et HWF 3 en Australie. En juillet 2018, Impala s'est substituée au FPCI ETI 2020 dans le financement de la Société. Les avances en compte courant d'Impala à la Société ont été augmentées en conséquence de 15 millions d'euros, portant ainsi le solde de ses avances en compte courant à 50 millions d'euros (sans prise en compte des intérêts).

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, auprès de la société d'investissement AMP Capital, d'un montant de 40 millions d'euros, avec une maturité de 18 ans, sans recours à l'égard de 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 puissance installée de 100 MW. Cette modalité de financement a été renouvelée en décembre 2017, par l'émission de *green bonds* auprès du gestionnaire d'actifs M&G Investments et du fonds Sequoia Economic Infrastructure Income Fund, pour un montant total pouvant aller jusqu'à 245 millions d'euros, avec 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 puissance cumulée.

Depuis sa création jusqu'au 30 juin 2018, le Groupe a levé environ 2.134,5 millions d'euros de financement auprès de tiers (hors TVA) pour le financement par endettement de ses projets, auprès d'environ 30 partenaires financiers.

5.2 INVESTISSEMENTS

Les dépenses d'investissement du Groupe ont été depuis 2015 et 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 30 juin 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 12,1 millions d'euros, respectivement. Inversement, le montant des coûts de développement non activés au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et du semestre clos le 30 juin 2018 s'élève à 0,9 million d'euros et 0,5 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. Pour plus d'informations sur le financement de l'activité du Groupe, se reporter à la Section 6.5.1.3 « *Financement des projets* » et au Chapitre 10 « *Trésorerie et capitaux propres du Groupe* » du présent document de base.

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 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. Pour une présentation des compétences réservées du Conseil d'administration, se reporter à la Section 16.3.2 « *Matières réservées au Conseil d'administration* » du présent document de base.

5.2.1 Principaux investissements réalisés depuis 2015

Le tableau ci-dessous expose, par objet, les investissements consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2015, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2017 et pour le semestre clos le 30 juin 2018 :

<i>En milliers d'euros</i>	Exercice clos le 31 décembre			Semestre clos le 30 juin
	2015	2016	2017	2018
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles ⁽¹⁾ :	183.658	428.861	539.412	198.417
<i>Dont acquisitions d'immobilisations incorporelles</i>	14.475	18.930	32.211	12.440
<i>Dont acquisitions d'immobilisations corporelles</i>	169.183	409.931	507.201	185.977
Investissements financiers :	7.908	44.414	19.072	26.525
<i>Dont acquisitions d'actifs financiers</i>	6.601	39.755	11.396	13.418
<i>Dont acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise</i>	1.307	2.764	7.676	13.107
<i>Incidences de changements de contrôles</i>	-	1.895	-	-

⁽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* » des Notes 15 aux États Financiers Annuels et aux États Financiers Semestriels) 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 2015, 2016 et 2017 et le semestre clos le 30 juin 2018 s'élèvent, respectivement, à 182,1 millions d'euros, 379,7 millions d'euros, 468,0 millions d'euros et 227,2 millions d'euros.

Principaux investissements réalisés au cours du semestre clos le 30 juin 2018

Au cours du semestre clos le 30 juin 2018, le Groupe a réalisé les investissements suivants :

- 12,4 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations incorporelles correspondant à l'activation de coûts directement rattachables au développement de projets pour un montant de 12,1 millions d'euros (notamment les projets Numurkah, Zambia Scaling Solar, Aguascalientes, Metro ou Kaban) ainsi qu'à l'acquisition d'autres immobilisations incorporelles pour un montant de 0,3 million d'euros principalement composées de droits acquis par le Groupe dans le cadre de la signature de contrats d'achat d'électricité en Australie ;
- 186,0 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles correspondant principalement à la construction de projets en Australie pour un montant de 106,8 millions d'euros (Coleambally, Bulgana, Parkes, Griffith et Dubbo), en France pour un montant de 42,9

millions d'euros (Chassepain, Pays Chaumontais, Lagarde d'Apt, Lugos et Plateau de l'Auxois), en Zambie pour un montant de 3,2 millions d'euros (Bangweulu) ainsi qu'en Jamaïque pour un montant de 7,2 millions d'euros (Paradise Park) ;

- Les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles présentés ci-dessus sont présentés avant l'effet de 28,8 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 227,2 millions d'euros ;
- Des investissements financiers d'un montant de 26,5 millions d'euros, correspondant principalement à des DSRA relatifs aux projets Parkes, Griffith, Bussy et Pays Chaumontais, 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.

Principaux investissements réalisés au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, le Groupe a réalisé les investissements suivants :

- 18,9 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations incorporelles correspondant à l'activation de coûts directement rattachables au développement de projets (notamment en France, en Australie, en Zambie, au Mozambique, au Salvador, en Jamaïque et en Jordanie) ;
- 409,9 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles correspondant principalement à la pré-construction des parcs solaires de DeGrussa (8,3 millions d'euros), et des parcs éoliens HWF 3 (pour un montant de 8,5 millions d'euros) et Osière/Vallée aux Grillons (pour un montant total de 3,6 millions d'euros), à la construction des parcs éoliens de HWF 1 et HWF 2 (pour un montant de 239 millions d'euros), des projets solaires Providencia Solar au Salvador (pour un montant de 74,9 millions d'euros) et Ombrineo (pour un montant de 2,4 millions d'euros), ainsi qu'à la mise en service en 2016 des parcs solaires Cap Découverte (pour un montant de 18,9 millions d'euros) et éoliens Villarcerf (pour un montant de 1,3 million d'euros) et Bussy/Raucourt en France (pour un montant de 49,6 millions d'euros) ;
- Les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles présentés ci-dessus sont présentés avant l'effet de 49,1 millions d'euros au titre de la variation cash des dettes fournisseurs d'immobilisations. Le montant net de trésorerie utilisé pour ces acquisitions, après prise en compte de la variation des dettes fournisseurs est de 379,7 millions d'euros ;
- Des investissements financiers d'un montant de 44,4 millions d'euros, correspondant principalement à l'acquisition de 39,7 millions d'euros d'actifs financiers, composés principalement de *DSRA* et structures similaires liés aux projets HWF 3, Parkes, Dubbo, Griffith, Capella, Villarcerf et Cap Découverte 1-4 et l'acquisition, nette de la trésorerie acquise, de Azur Sol Est (pour un montant de 545.000 euros) et Azur Sol Sud (pour un montant de 145.000 euros) ainsi que l'acquisition des parts minoritaires (25%) de Providencia Solar (pour un montant de 2,1 millions d'euros).

Principaux investissements réalisés au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, le Groupe a réalisé les investissements suivants :

- 14,5 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations incorporelles correspondant à l'activation de coûts directement rattachables au développement de projets pour un montant de 13,9 millions d'euros (notamment en France, en Australie au Mozambique ainsi qu'en Amérique latine) ainsi qu'à l'acquisition d'autres immobilisations incorporelles pour un montant de 526.000 euros ;
- 169,2 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles correspondant principalement à la construction de projets solaires en France pour un montant de 60 millions d'euros (Cestas pour un montant de 52 millions d'euros et Alpha pour un montant de 7 millions d'euros), la poursuite de la construction de la centrale biomasse de Commentry (pour un montant de 23 millions d'euros) et l'entrée en phase de construction de plusieurs centrales solaires (DeGrussa, pour un montant de 19 millions d'euros et Cap Découverte pour un montant de 12 millions d'euros) et éoliennes pour un montant de 47 millions d'euros (HWF 1 pour un montant de 31 millions d'euros, Raucourt pour un montant de 5 millions d'euros, Bussy pour un montant de 3 millions d'euros et Villarcerf pour un montant de 11 millions d'euros) ;
- Les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles présentés ci-dessus sont présentés avant l'effet de 1,6 million d'euros au titre de la variation des dettes fournisseurs d'immobilisations. Le montant net de trésorerie utilisé pour ces acquisitions, après prise en compte de la variation des dettes fournisseurs est de 182,1 millions d'euros ;
- Des investissements financiers d'un montant de 8,0 millions d'euros, correspondant principalement à l'acquisition de 6,6 millions d'euros d'actifs financiers composés de *DSRA*, comptes séquestres ou investissements en comptes courants des projets non consolidés dont notamment Cestas ainsi que 1,4 million d'euros liés à l'acquisition de Juwi.

5.2.2 Principaux investissements en cours de réalisation

À la date du présent document de base, 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. Au 30 juin 2018, le total des dépenses d'investissement restantes (y compris les frais de développement payés au Groupe par les sociétés de projets) nécessaires pour achever les projets en cours de construction (« *under construction* ») s'élevait à environ 420 millions d'euros.

Pour une présentation détaillée des projets du Groupe en développement ou en construction, se référer aux tableaux de projets figurant à la Section 6.5 « *Description des activités de Neoen* » du présent document de base.

5.2.3 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 en l'avancement des projets composant le portefeuille du Groupe à des stades plus avancés jusqu'à la mise en service de l'installation, et à l'alimentation continue de ce portefeuille par de nouveaux projets.

Selon ces critères, le Groupe s'attend à ce que ses dépenses d'investissement pour atteindre une capacité totale de 5 GW en exploitation (objectif qu'il s'est fixé pour fin 2022, comme énoncé à la Section 12.3 « *Objectifs à moyen terme* » du présent document de base) s'élèvent à 2,9 milliards d'euros supplémentaires. Pour une présentation détaillée des projets en phases « *early stage* », « *advanced development* », « *tender-ready* » et « *awarded* » du Groupe, se référer aux tableaux de projets figurant à la Section 6.5 « *Description des activités de Neoen* » du présent document de base.

6. APERCU DES ACTIVITES DU GROUPE

6.1 PRESENTATION GENERALE

Fondé en 2008, le Groupe est un producteur indépendant d'énergie renouvelable de premier plan, 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 de pointe, sur des marchés d'énergie renouvelable attractifs à travers le monde. Le Groupe a acquis une expertise industrielle reconnue dans le développement et l'exploitation de projets de grande envergure et a constitué un portefeuille diversifié d'installations en exploitation de haute qualité ainsi qu'un *pipeline* important et équilibré de projets. Au 30 juin 2018, le Groupe était présent dans neuf pays et détenait et exploitait des installations photovoltaïques et éoliennes, représentant une puissance installée cumulée de 1.830 MW en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* ») (dont 126 MW au titre d'installations de stockage d'énergie), à laquelle s'ajoutent 15 MW de puissance installée relative à la centrale biomasse du Groupe. De plus, le Groupe disposait de 1.106 MW de projets en phase « *awarded* » et d'un portefeuille de projets en *pipeline* (projets en phase « *tender-ready* », « *advanced development* » ou « *early stage* ») d'une capacité potentielle totale de 7.402 MW. Au 30 août 2018, le Groupe disposait de 1.996 MW d'installations en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* »), en tenant compte de l'entrée en construction de 151 MW de projets en phase « *awarded* » depuis le 30 juin 2018 (et des 20 MW d'actifs en construction entrés en exploitation au cours de cette même période).

Le Groupe s'est constitué une base financière solide en dix ans d'activité en déployant un *business model* éprouvé et extensible, intégrant une trajectoire de croissance soutenue pour l'avenir, à mesure que le secteur des énergies renouvelables devient de plus en plus compétitif par rapport aux sources d'énergie traditionnelles et ce, sans bénéficier de subventions. Le lecteur est invité à se référer à la Section 6.4 « *Description du marché des énergies renouvelables* » du présent document de base pour une description des tendances de l'industrie des énergies renouvelables. Pour le semestre clos le 30 juin 2018, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 101,7 millions d'euros, un EBITDA courant de 79,6 millions d'euros et un résultat net (part du Groupe) de 7,2 millions d'euros. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 139,3 millions d'euros, un EBITDA courant de 102,2 millions d'euros et un résultat net (part du Groupe) de 9,5 millions d'euros. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 81,3 millions d'euros, un EBITDA courant de 55,1 millions d'euros et un résultat net (part du Groupe) de 3,5 millions d'euros. Le Groupe a enregistré un résultat net (part du Groupe) positif au cours de chaque exercice depuis 2011.

Dans le cadre de l'évaluation et du développement de projets photovoltaïques et éoliens, le Groupe se concentre sur des technologies renouvelables 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 flexibilité industrielle. Le Groupe recherche principalement des opportunités par le biais de participations à des procédures d'appels d'offres 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, en plus de projets de taille moins importante. Le Groupe investit sur le long terme en développant les projets, en sécurisant leur financement et en assurant lui-même leur exploitation (ou, dans certains cas, en les acquérant, généralement avant que le développement ne soit terminé), puis en vendant l'électricité produite, 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 fiables. 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 d'environ 15,5 ans au 30 juin 2018. A cette même date, les contrats de vente d'électricité signés par le Groupe pour les projets en exploitation (« *in operation* »), en construction (« *under construction* ») et en phase « *awarded* » représentaient un total de 5,2 milliards d'euros du 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, pour un montant total substantiellement inférieur aux revenus générés par les contrats de vente d'électricité. Pour plus d'informations sur la politique de financement des projets du Groupe, se référer aux Sections 6.5.1.3 « *Financement des projets* » et 10.2.2 « *Dettes financières du Groupe* » du présent document de base.

Le portefeuille d'actifs du Groupe en exploitation comprenait, au 30 juin 2018, 26 installations photovoltaïques, 19 installations éoliennes et une installation biomasse (pour une capacité installée totale 1.255 MW, comprenant deux installations de stockage d'énergie d'une capacité totale de 106 MW). En plus de ces installations, le Groupe dispose de projets qui ne sont pas encore rentrés en exploitation, présentés ci-après (pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.5.1.2.4 « *Classification des projets* » du présent document de base) :

- Projets en phase « *under construction* » : 8 projets photovoltaïques et 3 projets éoliens pour un total de 590 MW, incluant une installation de stockage d'énergie pour un total de 20 MW/34 MWh.
- Projets en phase « *awarded* » : 29 projets photovoltaïques et 4 projets éoliens pour un total de 1.106 MW.
- Projets en phase « *tender-ready* » : 24 projets photovoltaïques et 26 projets éoliens pour un total de 1.208 MW¹.
- Projet en phase « *advanced development* » : 60 projets photovoltaïques et 21 projets éoliens pour un total de 2.521 MW.
- Projet en phase « *early stage* » : 52 projets photovoltaïques et 13 projets éoliens pour un total de 3.674 MW.

Le Groupe opère sur trois principaux secteurs d'activité :

- **Solaire** (chiffre d'affaires sectoriel de 56,0 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 51,7 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 ; chiffre d'affaires sectoriel de 43,2 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 35,7 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2016). 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 grande installation photovoltaïque d'Europe. Au 30 juin 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 34 installations solaires en exploitation (« *in operation* ») ou en construction (« *under construction* ») dans les zones EMEA, Amériques et Australie, d'une puissance cumulée de 1.011 MW, ainsi que de 29 projets en phase « *awarded* » d'une puissance installée cumulée de 1.041 MW. Le Groupe poursuit le développement d'un pipeline de 136 projets solaires, avec une production potentielle supplémentaire de 5.272 MW, dont 24 projets en phase « *tender-ready* » (835 MW), 60 projets en phase « *advanced development* » (1.953 MW) et 52 projets en phase « *early stage* » (2.484 MW).
- **Éolien** (chiffre d'affaires sectoriel de 73,2 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 60,0 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 ; chiffre d'affaires sectoriel de 24,2

¹ Ce total de 1.208 MW comprend également un projet biomasse en phase « *tender-ready* » d'une capacité de 5 MW.

millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 20,5 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2016). Dans l'exercice de ses activités liées à l'éolien, le Groupe développe et exploite des parcs éoliens situés à ce jour en France et en Australie. Au 30 juin 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 22 parcs éoliens en exploitation (« *in operation* ») ou en construction (« *under construction* ») dans ces deux pays, d'une puissance cumulée de 819 MW, ainsi que de 4 projets en phase « *awarded* » d'une puissance installée cumulée de 65 MW. Le Groupe poursuit le développement d'un *pipeline* de 60 projets éoliens, avec un potentiel de production supplémentaire de 2.125 MW, dont 26 projets en phase « *tender-ready* » (367 MW), 21 projets en phase « *advanced development* » (568 MW) et 13 projets en phase « *early stage* » (1.190 MW).

- **Biomasse** (chiffre d'affaires sectoriel de 7,6 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 0,7 million d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 ; chiffre d'affaires sectoriel de 11,8 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 3,5 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2016). Au 30 juin 2018, le portefeuille du Groupe était composé d'une centrale de cogénération en France qui produit 15 MW d'énergie électrique et 50 MW d'énergie thermique, fournie à un acheteur privé².

Le Groupe tend de plus en plus à renforcer l'attractivité et la stabilité de la production d'énergie de ses projets photovoltaïques et éoliens en intégrant des installations de stockage d'énergie adjacentes. Ces installations de stockage offrent des services de régulation électrique sophistiqués qui renforcent la stabilité du réseau ou permettent le stockage et l'émission d'énergie de *back-up* pour lisser les effets de l'intermittence liée à la production des énergies photovoltaïque et éolienne. Cela devrait permettre la signature de contrats compétitifs à long terme concernant l'énergie produite par les installations photovoltaïques et les parcs éoliens du Groupe, en raison d'une meilleure fiabilité énergétique. Ces installations de stockage d'énergie génèrent également des revenus provenant de services auxiliaires aux réseaux électriques, comme la régulation des fréquences, le « *load-shifting* », ainsi que des ventes sur le marché de l'électricité (marché *spot*). Le Groupe exploite deux installations de stockage d'énergie en Australie qui utilisent la technologie des batteries lithium-ion, à savoir, d'une part, l'installation de Hornsdale (développée en collaboration avec Tesla), qui comprend, à la date du présent document de base, la plus grande batterie lithium-ion au monde et, d'autre part, l'installation de DeGrussa, l'une des plus grandes installations de production hors réseau au monde complétée par une installation de stockage, pour une capacité totale de 100 MW/129 MWh. Le Groupe construit également un projet de stockage d'énergie à Bulgana, en Australie, avec une capacité potentielle supplémentaire de 20 MW/34 MWh, et développe des projets de stockage d'énergie, y compris en France et au Salvador.

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 fructueux 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 ; les opérations et les projets dans ces pays représentaient environ 91,1% de son chiffre d'affaires consolidé en 2017, 81,4%, ou 2.401 MW, de son portefeuille sécurisé (c'est-à-dire, ses installations en exploitation (« *in operation* »), en construction (« *under construction* ») ou ses projets en phase « *awarded* ») au 30 juin 2018 et 87,4%, ou 6.467 MW, de son *pipeline* de projets (c'est-à-dire les projets en phase « *tender-ready* », en phase « *advanced development* » ou en phase « *early stage* ») à cette même date. 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 de vente de la part de ses fournisseurs, 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,

² Le Groupe détient également un projet biomasse en phase « *tender-ready* » d'une capacité de 5 MW.

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, Moyen-Orient et Afrique* (EMEA) : 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* »), en Irlande et au Portugal. Le Groupe a également des projets en construction (« *under construction* ») ou en cours de développement en Finlande, en Zambie (où il est le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable) et au Mozambique.
- *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 (où il est le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable). 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.

6.2 ATOUTS CONCURRENTIELS

Le Groupe estime bénéficier des atouts concurrentiels suivants :

Une présence géographique diversifiée et une expertise multi-technologique différenciante soutenue par une intégration innovante de solutions de stockage d'énergie

Le Groupe s'est constitué un portefeuille d'actifs et un *pipeline* de projets couvrant des marchés géographiques diversifiés, avec plus de 80% de sa capacité en exploitation et en construction dans des pays membres de l'OCDE. Les installations et les projets du Groupe sont fondés sur des technologies photovoltaïques et éoliennes financièrement viables et sont couverts par des contrats de vente d'électricité à long terme conclus dans des devises fiables auprès d'acheteurs solvables, essentiellement des entités publiques et des entreprises de distribution d'électricité (*utilities*), que le Groupe souhaite de plus en plus compléter avec des acheteurs privés. Le Groupe a adopté une politique sélective et cohérente en matière d'expansion internationale, en donnant la priorité aux marchés bénéficiant de ressources solaires et éoliennes attractives, d'un environnement politique stable, d'une parité réseau ou d'une quasi-parité réseau ainsi que de conditions favorables de raccordement au réseau et d'accès aux financements de projets. Le Groupe a ainsi constitué une base solide pour ses activités afin de soutenir ses perspectives de croissance tout en atténuant les risques, ce qui lui confère en retour une position de *leader* multi-local sur ses marchés.

Le *leadership* multi-local du Groupe est renforcé par son expertise différenciante dans le développement de projets photovoltaïques et éoliens de grande envergure, qui lui a permis de structurer et livrer avec succès des projets phares, tels que le parc solaire de Cestas en France (300 MW), le plus grand parc solaire d'Europe, et l'installation de Providencia Solar au Salvador (101 MW), le plus grand parc solaire en opération en Amérique Centrale. En particulier, le parc solaire de Cestas illustre les capacités du Groupe à concevoir des projets, dans la mesure où il a été capable de maximiser le nombre de MW du projet par hectare et d'améliorer significativement la puissance de l'installation par rapport aux plans initiaux, notamment en ajustant l'orientation et la disposition des panneaux solaires. Le

Groupe renforce d'autant plus son profil et sa compétitivité en étant aux avant-gardes des solutions de stockage d'énergie. En partenariat avec Tesla, il a conçu et développé l'installation Hornsdale Power Reserve, en Australie Méridionale (100 MW/129 MWh), qui comprend la plus grande batterie lithium-ion au monde et complète le parc solaire voisin Hornsdale Wind Farm (317 MW), tout en fournissant des services de stabilisation au réseau local ainsi que de l'électricité au gouvernement d'Australie Méridionale. Par ailleurs, le Groupe a démontré une capacité reconnue à livrer ces projets de grande envergure dans des délais courts tout en assurant leur qualité et rentabilité, renforçant ainsi sa crédibilité auprès des différentes parties prenantes et ses chances de remporter des appels d'offres futurs et d'obtenir de nouvelles commandes de la part de ses clients (comme ça a été le cas par exemple pour les tranches successives du projet Hornsdale Wind Farm).

Le *leadership* local du Groupe facilite également la réalisation d'économies d'échelle et la poursuite du développement de ses activités, y compris dans des marchés voisins. Tout d'abord, l'équipe locale, établie pour concevoir les projets initiaux, est par la suite en mesure d'étendre ses activités au développement, à la construction et à la gestion de l'exploitation des installations, avec une augmentation marginale des coûts. Ensuite, les connaissances et l'expertise locales acquises par ses équipes permettent au Groupe de mieux évaluer les risques et re-calibrer la tarification de ses offres pour ses nouvelles adjudications de projets. Par ailleurs, au fur et à mesure que le Groupe établit un *track record* de réussites sur les marchés locaux, il gagne en crédibilité et en réputation au niveau local, en créant une relation de confiance avec les autorités et administrations, ce qui facilite les discussions et les négociations. Enfin, en tant que *leader* local, le Groupe est en mesure de saisir plus aisément de nouvelles opportunités de projets et de forger des partenariats avec des propriétaires fonciers et des développeurs locaux.

Le Groupe a également démontré qu'il sait s'adapter à des dynamiques de marché différentes et évolutives, tout en maintenant une approche commerciale prudente et cohérente, dans le cadre de l'établissement de son *leadership* multi-local. Il intervient sur des marchés plus ou moins matures en adaptant le développement et l'exploitation de ses projets aux différentes structures de fixation de prix et cadres juridiques, administratifs et fiscaux. Dans le même temps, le Groupe a diversifié stratégiquement ses sources de revenus en complétant ses contrats de vente d'électricité publics par des contrats de vente d'électricité privés et en ajoutant aux revenus tirés de ces contrats des revenus tirés des ventes d'électricité sur le marché.

Un business model « develop-to-own » reconnu et différencié qui génère de la valeur tout au long du cycle de vie du projet

Le Groupe a mis en place un *business model* intégré « *develop-to-own* » qui génère de la valeur tout au long du cycle de vie des projets, en se focalisant sur le développement de projets solides et en optimisant la structuration, le financement et la construction des projets, afin de garantir des installations de haute qualité, dont il supervise étroitement l'exploitation pour assurer un niveau élevé de performance. Le Groupe obtient ses projets en s'appuyant principalement sur la connaissance du marché concerné de ses équipes ou de ses partenaires locaux, afin d'atténuer le risque pesant sur son investissement dès les premières phases de développement. Cela se fait par le biais d'études techniques et d'études d'impact environnemental, ainsi que par la mise en place d'intérêts locaux le plus tôt possible et par la maîtrise des exigences réglementaires, logistiques, de raccordement au réseau, fiscales et autres exigences locales. Le Groupe acquiert également de manière sélective des projets prometteurs, auxquels il peut ajouter une valeur significative pour leur développement et leurs éventuelles construction et exploitation. Il augmente ensuite progressivement ses investissements dans le développement des projets au fur et à mesure de l'obtention d'informations complémentaires et d'indications selon lesquelles les perspectives des projets sont plus favorables, ce qui contribue à réduire les risques des projets au fur et à mesure de l'allocation de ressources supplémentaires.

Le Groupe adopte une stratégie de souplesse industrielle en matière de construction de projets et est technologiquement agnostique, en évaluant et sélectionnant, projet par projet, des fournisseurs et matériaux rentables et réputés à travers des modes concurrentiels d'approvisionnement *EPC* et *O&M*.

Le Groupe adopte une approche similaire en matière de financement de projets, en travaillant avec un large éventail de prêteurs (privés sur les marchés de l'OCDE et souvent des banques de développement sur les marchés non-OCDE) et en assurant une concurrence entre eux, tout en maintenant des relations privilégiées avec un cercle de prêteurs, en plus de maximiser la part de financement par endettement sans recours, par rapport aux investissements en fonds propres. Cette approche favorise des conditions techniques et des équipements rentables ainsi que des conditions de financement de projet attractives, ce qui permet au Groupe d'améliorer les taux de retour sur investissement prévus ainsi que d'optimiser la compétitivité de ses offres.

Tout au long du développement et de la structuration du projet, le Groupe se fonde sur une approche disciplinée dans le calcul des retours attendus, selon une méthodologie rigoureuse. Dans l'environnement de marché actuel, le Groupe vise généralement un taux de rentabilité interne (« TRI ») au moment de ses offres (« TRI d'offre ») à un chiffre (en haut de fourchette) pour ses projets situés dans les pays membres de l'OCDE et à deux chiffres (en bas de fourchette) pour les projets situés dans des pays non-membres de l'OCDE. En ligne avec sa discipline méthodologique, le Groupe ne modélise pas dans son TRI d'offre les hausses potentielles de TRI (qui peuvent être difficiles à quantifier de manière prospective) qui peuvent survenir après le *closing* financier du projet concerné. Néanmoins, le Groupe estime qu'il existe de nombreux leviers permettant d'augmenter le TRI réel du projet dans le temps, à un niveau supérieur à celui du TRI d'offre. Il s'agit notamment de l'optimisation des coûts potentiels, du refinancement de la dette, de la prolongation de la durée de vie des actifs, du remplacement des actifs (*repowering assets*) et de l'intégration des solutions de stockage. Le Groupe a déjà démontré sa capacité à augmenter le TRI de plusieurs de ses actifs, notamment par le refinancement en novembre 2017 de 249 millions d'euros de la dette projet de l'installation de Cestas, ce qui lui a permis de presque doubler le TRI relatif au projet. Le Groupe continuera de rechercher, à l'avenir, des opportunités d'optimisation du TRI de ses projets.

L'approche du Groupe concernant la gestion de ses installations est axée sur l'excellence opérationnelle, en supervisant activement la construction et l'exploitation de ses installations afin de viser une production et une disponibilité énergétique maximales. De 2015 à 2017, les installations photovoltaïques du Groupe ont atteint une disponibilité moyenne supérieure à 99%, avec une production d'électricité de 405 GWh en 2017 et les installations éoliennes ont atteint une disponibilité moyenne supérieure à 98% sur la même période (en dehors d'un événement ponctuel en 2017 relatif à un problème affectant la sous-station du parc éolien Oisière), avec une production d'électricité de 930 GWh en 2017.

Un historique de croissance et un important pipeline de projets pour alimenter l'activité future

Le Groupe a connu une croissance parmi les plus élevées de son secteur, avec un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de 57% du chiffre d'affaires et de 57% de l'EBITDA courant de 2015 à 2017, en partie grâce à l'accélération de son expansion à l'international. La croissance du Groupe a été basée sur l'exploitation de la structuration reconnue de ses financements, son expertise technologique et sa souplesse opérationnelle afin de remporter des contrats de vente d'électricité à long terme assurant des revenus stables, dans le cadre d'offres compétitives soumises en réponse à des appels d'offres ou de dispositifs à guichet ouvert. Le Groupe gère rigoureusement et alimente en permanence son *pipeline* de projets, en réinvestissant les revenus générés par ses installations dans de nouveaux projets prêts pour entrer en construction (« *ready-to-build* »). Au 30 juin 2018, le Groupe disposait d'une capacité de 3 GW dans son portefeuille sécurisé (projets en exploitation (« *in operation* »), en construction (« *under construction* ») ou en phase « *awarded* ») et de 7,4 GW supplémentaires de capacité en *pipeline*, comprenant près de 200 projets à différents stades de développement dans 14 pays (contre 5,6 GW au 31 décembre 2017, soit une augmentation de 1,8 GW). Le Groupe a connu un succès considérable concernant le passage de ses projets en phase « *tender-ready* » à la phase « *awarded* ». Au cours de la période de 2015 au 30 juin 2018, les projets du Groupe d'une capacité nominale totale de 2,3 GW ont remporté des appels d'offres ou obtenu un tarif d'achat obligatoire à guichet ouvert ou un complément de rémunération.

Le portefeuille sécurisé du Groupe lui offre une grande visibilité concernant sa trajectoire de croissance de base (« *baseline growth trajectory* »). Une part importante de la croissance du Groupe provient d'Amérique latine, avec des projets d'envergure en phase « *awarded* », tels que le parc solaire d'Aguascalientes au Mexique (375 MW), le parc solaire de Capella au Salvador (130 MW) et les parcs solaires d'Altiplano et de La Puna en Argentine (101 MW chacun), ainsi que de ses principaux marchés existants, que sont la France et l'Australie, notamment avec les projets en construction de Bulgana et Coleambally (respectivement 214 MW, stockage d'énergie inclus, et 189 MW). Sur la base du déploiement prévu de son portefeuille sécurisé et de la concrétisation de ses projets en *pipeline*, le Groupe vise une capacité totale d'au moins 5,0 GW d'installations en exploitation et en construction d'ici la fin 2021.

Un savoir-faire interne étendu, appuyé par une direction expérimentée, des partenariats solides et des actionnaires engagés

Le Groupe est dirigé par une équipe dirigeante stable, ayant une perspective à long terme et une vaste expérience dans le secteur des énergies renouvelables, et en particulier en ce qui concerne les compétences premières du Groupe en matière d'énergie solaire et éolienne. La direction du Groupe mène des équipes dynamiques et mobiles, composées au 30 juin 2018, de 148 salariés installés dans 9 pays, dont 39% spécialisés dans le développement de projets. La qualité de l'expertise interne du Groupe en matière de développement joue un rôle déterminant dans la réussite de son modèle « *develop-to-own* », lui permettant d'assurer une conception de haute qualité pour ses projets dès les premières étapes du développement en interne. En outre, l'expertise industrielle du Groupe facilite la supervision rigoureuse des installations permettant ainsi d'assurer une excellence opérationnelle, notamment par l'utilisation d'outils de contrôle sophistiqués et de *reporting* cohérents ainsi que par l'implication d'équipes réactives travaillant à prévenir les difficultés d'exploitation et à réagir rapidement en cas de problème.

Le Groupe maintient une organisation équilibrée entre les zones géographiques : 57% de ses effectifs sont situés en France, 22% en Australie, 14% dans la zone Amériques et 7% dans les autres régions du monde, au 30 juin 2018. Son effectif est composé à la fois d'équipes centralisées disposant d'expertises en matière technique, financière, de construction et d'approvisionnement, comprenant notamment une équipe dédiée au suivi des innovations technologiques, ainsi que des équipes locales disposant d'une expertise en matière de prospection des terrains, de développement et de supervision opérationnelle. Ces équipes relèvent d'un Comité exécutif expérimenté qui approuve et contrôle les investissements du Groupe et insuffle une orientation stratégique au Groupe. Le Groupe complète son expertise interne par des partenariats sélectionnés, avec des prestataires commerciaux locaux réputés afin de bénéficier d'un avantage concurrentiel dans la compréhension et la prospection des marchés locaux et d'identifier les opportunités prometteuses.

La perspective à long terme de la direction du Groupe est soutenue par des actionnaires de longue date, engagés et disposant d'une connaissance approfondie du secteur. Il s'agit principalement d'Impala SAS, société fondée et détenue par Monsieur Jacques Veyrat, actionnaire majoritaire de la Société depuis 2009, d'Omnes Capital, pionnier des énergies renouvelables actionnaire de la Société depuis 2009 et de Bpifrance, une institution financière publique française actionnaire de la Société depuis 2014. Les actionnaires de la Société soutiennent activement sa vision ainsi que sa stratégie en matière d'énergies renouvelables et ont investi 189,9 millions d'euros en fonds propres pour soutenir l'expansion du portefeuille du Groupe depuis sa création jusqu'au 30 juin 2018. Pour plus d'informations sur l'actionnariat de la Société, se reporter au Chapitre 18 « *Actionnaires* » du présent document de base.

Une performance financière solide et des flux de trésorerie résilients et prévisibles

Le Groupe bénéficie d'une solide rentabilité opérationnelle, avec une marge d'EBITDA courant de 73%, 68% et 73% (75%, 74% et 77% respectivement, en excluant la centrale biomasse de Commentry) pour les exercices clos les 31 décembre 2015, 2016 et 2017, respectivement et une marge d'EBITDA courant de 71% (75% en excluant la centrale biomasse de Commentry) pour le semestre clos le 30 juin

2018. La performance financière solide du Groupe trouve ses racines dans sa capacité à générer des flux de trésorerie à long terme, prévisibles et sans risque, ainsi que sur sa discipline et sa structure financières. Le Groupe sécurise les flux de trésorerie prévisibles en concluant des contrats de vente d'électricité dans des devises fiables (dollars américains, dollars australiens et euros). Au 30 juin 2018, le Groupe avait conclu des contrats de vente d'électricité portant sur 96% de la capacité de ses installations en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* ») (dont 83% par l'intermédiaire d'appels d'offres publics), avec une capacité cumulée totale de 1,8 GW au titre de ses installations en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* »), à cette même date. En tenant compte de l'entrée en construction de 151 MW de projets en phase « *awarded* » depuis le 30 juin 2018 (et des 20 MW d'actifs en construction entrés en exploitation au cours de cette même période), la capacité totale des installations en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* ») du Groupe atteignait environ 2,0 GW au 30 août 2018. Le Groupe a été en mesure d'obtenir le financement de ses installations et d'en réduire le risque en sécurisant contractuellement ses revenus, destinés à couvrir le coût de l'endettement du projet. Aux 31 décembre 2017 et 30 juin 2018, les revenus cumulés futurs représentés par les contrats de vente d'électricité contractés par le Groupe (pour les projets en exploitation (« *in operation* »), en construction (« *under construction* ») et en phase « *awarded* ») s'élevaient à 3,7 milliards d'euros et 5,2 milliards d'euros, respectivement.

Les contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe ont une durée moyenne résiduelle (pondérée par MW en exploitation au 30 juin 2018) de 15,5 ans, ce qui offre une visibilité à long terme sur son chiffre d'affaires. Par ailleurs, les installations en exploitation du Groupe ont un âge moyen (pondéré par MW et calculé à partir de la date de début des opérations de commercialisation (*commercial operation date* ou *COD*)) de seulement deux ans. Le Groupe sécurise également la stabilité et la valeur finale de ses installations en étant propriétaire des terrains à hauteur de 27% de ses MW en exploitation et par la conclusion de baux à long terme pour les autres terrains d'une durée moyenne (pondérée par MW) de 55 ans (en prenant pour hypothèse que toutes les options de prorogation des baux sont exercées) pour les actifs en exploitation et en construction.

Une discipline financière en ce qui concerne les investissements dans ses projets constitue un élément essentiel du *business model* du Groupe. La totalité de l'endettement sans recours du Groupe (correspondant à l'intégralité de l'endettement financier du Groupe, à l'exception des financements *corporate*), représentait 94% des dettes financières du Groupe de 1,4 milliard d'euros au 31 décembre 2017 et 95% des dettes financières du Groupe de 1,6 milliard d'euros au 30 juin 2018, et est :

- sans recours à l'égard de la Société et des autres projets en dehors du périmètre du financement concerné ;
- à long terme (avec une durée moyenne pondérée de la dette de 18,4 ans au 31 décembre 2017) et sans risque de refinancement dans la mesure où ces financements sont structurés de manière à être remboursés intégralement à partir des flux de trésorerie du projet ; et
- libellés dans une devise fiable (euros, dollars américains ou dollars australiens) identique à celle des revenus générés par le projet.

En optimisant son endettement sans recours et long terme au titre des financements de projet, le Groupe est en mesure d'assurer une structure de fonds propres saine avec une dette *corporate* limitée au niveau de la Société. Le Groupe reproduit cette approche efficace en matière de structuration de dette, projet par projet, en minimisant sa dépendance à l'égard d'un prêteur en particulier, tout en veillant à maintenir un nombre défini de partenaires privilégiés afin de faciliter la mise en place des financements, conformément à son objectif global de flexibilité. Il optimise également son endettement en regroupant de manière stratégique les projets par ensembles de financements afin d'améliorer les conditions de financement et les taux de rendement de ses projets, selon leur taille, leur implantation et leurs spécificités techniques.

6.3 STRATEGIE

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 leur structurations industrielle et financière jusqu'à leur mise en exploitation. 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, 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 fiables.

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 30 juin 2018, le Groupe disposait de *pipelines* de projets en France et en Australie représentant respectivement 1.499 MW et 3.128 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 30 juin 2018, le Groupe disposait d'un *pipeline* de projets représentant 1.358 MW en Amérique latine (y compris en Argentine, en Colombie, au Salvador, au Guatemala et au Mexique). Le Groupe prévoit une forte croissance et un *leadership* multi-local sur ses marchés sélectionnés dans la région. Par exemple, au Mexique, qui constitue l'un des marchés les plus prometteurs de la région, le Groupe s'est vu attribuer le projet Aguascalientes de 375 MW et a développé un *pipeline* de 749 MW de capacité supplémentaire. Par ailleurs, il a consolidé une forte présence en Argentine à travers ses projets Altiplano et La Puna, d'une capacité de 101 MW chacun, et a en outre développé un *pipeline* de projets de 371 MW dans le pays, ce qui devrait renforcer encore sa position de *leader* local.

Enfin, le Groupe a l'intention de se développer de manière sélective sur d'autres marchés de la zone EMEA et dans les Amériques, où il disposait, au 30 juin 2018, de *pipelines* de projets de 915 MW et 502 MW, respectivement (hors France et Amérique latine). 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 a 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 avant de s'étendre au Mexique et ensuite dans d'autres pays d'Amérique latine. Le Groupe prévoit de se développer dans un à deux nouveaux pays par an, conformément à sa stratégie « *cluster* », tout en cherchant à maintenir au moins 80% de sa puissance installée dans des pays membres de l'OCDE. Dans les années à venir, le Groupe prévoit de développer des projets aux États-Unis, au

Canada et en Colombie dans la région Amériques, ainsi que dans les pays nordiques dans la région EMEA. 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* », comme cela avait été fait avec le projet de La Puna (101 MW) et celui de Hornsdale Wind Farm (317 MW).

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 puissance installée photovoltaïque et éolienne devrait passer de 16% de la puissance installée mondiale en 2018 à 58% en 2050, avec un taux de croissance annuel moyen de 8% et 5%, respectivement, au cours de cette période. Par conséquent, la croissance de la capacité photovoltaïque et éolienne devrait largement surpasser la croissance des combustibles fossiles, de l'énergie nucléaire et d'autres formes de source conventionnelle d'énergie. 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 évolutive des marchés énergétiques mondiaux.

De plus, le marché des énergies renouvelables attirant des investissements supplémentaires, le Groupe estime que son approche bien affinée en matière de discipline financière et opérationnelle le distinguera dans un domaine 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. Il continuera d'appliquer une approche rigoureuse dans le calcul des rendements des projets sur la base de sa méthodologie stricte, tout en continuant à adhérer aux éléments clés de son modèle intégré « *develop-to-own* ».

Le Groupe a l'intention de maintenir son approche actuelle en matière de financement de projets par endettement, en particulier sa politique de souscrire exclusivement une dette sans recours, à long terme et dans des devises fiables, 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, 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 dans les projets d'énergie renouvelable, notamment grâce à son projet phare Hornsdale Power Reserve, construit en partenariat avec Tesla, qui est attaché à son parc éolien Hornsdale Wind Farm. De plus, le Groupe dispose actuellement d'installations de stockage supplémentaires intégrées à sa centrale photovoltaïque de DeGrussa et a commencé la construction du Green Power Hub de Bulgana, qui comprendra une installation de stockage à proximité du parc éolien. Le Groupe dispose d'autres installations de stockage en développement en France, en Australie et au Salvador et entend continuer à intégrer des éléments de stockage dans ses projets afin d'assurer la stabilité de ses projets photovoltaïques et éoliens et d'accroître leur compétitivité et leur rentabilité. Par ailleurs, le Groupe a déjà commencé à développer le stockage afin de générer de nouvelles sources de revenus, notamment par la fourniture de services de stabilisation aux réseaux électriques australiens. Les retours des gestionnaires de réseaux ont été positifs : la Hornsdale Power Reserve a récemment été reconnue par l'*Australian Energy Market Operator (AEMO)* en raison des services critiques de stabilisation de la fréquence du réseau qu'elle fournit.

L'approche du Groupe en matière d'intégration du stockage s'inscrit dans sa stratégie plus large d'intégration, dans la conception et la structuration des projets, des éléments financièrement viables 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. Par exemple, 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, le Groupe estime que les solutions de stockage d'énergie peuvent remplacer l'utilisation des centrales thermiques pour la régulation de la réserve primaire tout en fournissant des sources de revenus supplémentaires pour les services de régulation des fréquences.

Par ailleurs, conformément à son agnosticisme technologique, le Groupe suit de près l'émergence de nouvelles technologies financièrement viables pour remplir des fonctions de support à la production d'énergie renouvelable. Par exemple, le Groupe a récemment obtenu une subvention en Australie pour commencer des études préliminaires sur la mise en œuvre et l'utilisation de solutions de stockage d'hydrogène tout en maintenant sa position à la pointe de l'intégration du stockage.

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 exploitation, telles que son projet de parc solaire de Numurkah en Australie, qui fournira de l'électricité au réseau de tramway de Melbourne, en échange d'une rémunération sous forme de 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 contrepartie privée. 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 consommateurs 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 place dans un 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 aérogénérateurs opérationnels dans les parcs éoliens en construction (« *under construction* »), pendant que les aérogénérateurs restants sont assemblés. 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. En capitalisant sur cette dynamique tarifaire favorable, le Groupe vise 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 ;
- d'un soutien à des organisations telles que l'association *Empower Generation* au Népal qui promeut un meilleur accès à l'électricité pour les populations locales ; et
- 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 juin 2018, tel qu'indiqué dans la Section 8.2.4 « *Évaluation du Groupe par l'agence Vigeo Eiris* » du présent document de base.

Pour plus d'informations sur les politiques HSE et RSE du Groupe, se reporter à la Section 8.2 « *Développement durable et responsabilité sociétale de Neoen* » du présent document de base.

Rechercher des relais de croissance à plus long terme

Le Groupe estime que ses actifs, qu'il considère comme étant parmi les plus compétitifs dans l'histoire des énergies renouvelables, fournissent une plateforme de développement d'un *business model* plus intégré de production d'énergies renouvelables. À plus long terme (au-delà d'une période d'au moins trois ans), le Groupe pourrait étendre son *business model* selon deux axes majeurs :

- *Intégration vers l'aval*. Le Groupe considère que les capacités de production d'énergie renouvelable qu'il détient et exploite pourraient alimenter une base de clients finaux (résidentiels et entreprises) de plus en plus large. Cela donnerait à ces clients une source d'énergie à la fois verte et économique, et ce qui ouvrirait en retour des débouchés importants, pérennes et prévisibles à ces moyens de production (notamment du fait du foisonnement d'un grand nombre de profils de consommation individuels). Cette intégration amont/aval est ainsi mutuellement vertueuse. Elle sera possible dans la plupart des pays où le Groupe opère, puisqu'il a fait de la parité-réseau et de l'utilisation du stockage deux piliers de son *business model*, ce qui en fait un candidat naturel et crédible à cette intégration vers l'aval. Elle pourrait se faire de manière directe (création ou acquisition d'acteurs « B2B » ou « B2C », ou « B2B2C »), ou bien de manière indirecte (partenariat stratégique avec ces mêmes acteurs).
- *Energy management*. Déjà acteur ou bientôt acteur sur plusieurs marchés d'énergie (Australie, Amérique latine), le Groupe pourrait étendre et enrichir cette activité d'« *energy manager* » (y compris la régulation des fréquences et le *load shifting* décrits à la Section 6.5.2.3 « *Stockage d'énergie* » du présent document de base), en particulier dans un contexte d'intégration amont/aval qui offre justement de nombreuses opportunités d'optimisation et d'arbitrage. En produisant mais aussi en achetant de l'énergie, en la stockant (batteries lithium-ion et potentiellement hydrogène), et en la vendant à court, moyen ou long terme, en particulier dans des pays où le Groupe fait partie des trois acteurs *leaders* sur le marché de l'énergie, le Groupe

pourra valoriser cette position de « pivot », et en faire à la fois un outil de compétitivité supplémentaire au service de ses clients, mais aussi un outil de rentabilité additionnelle et de couverture plus protecteur pour le Groupe. Le Groupe considère que ce positionnement, bien connu des entreprises de négoce, dont une partie du management du Groupe est originaire, se transpose très bien au secteur de l'énergie.

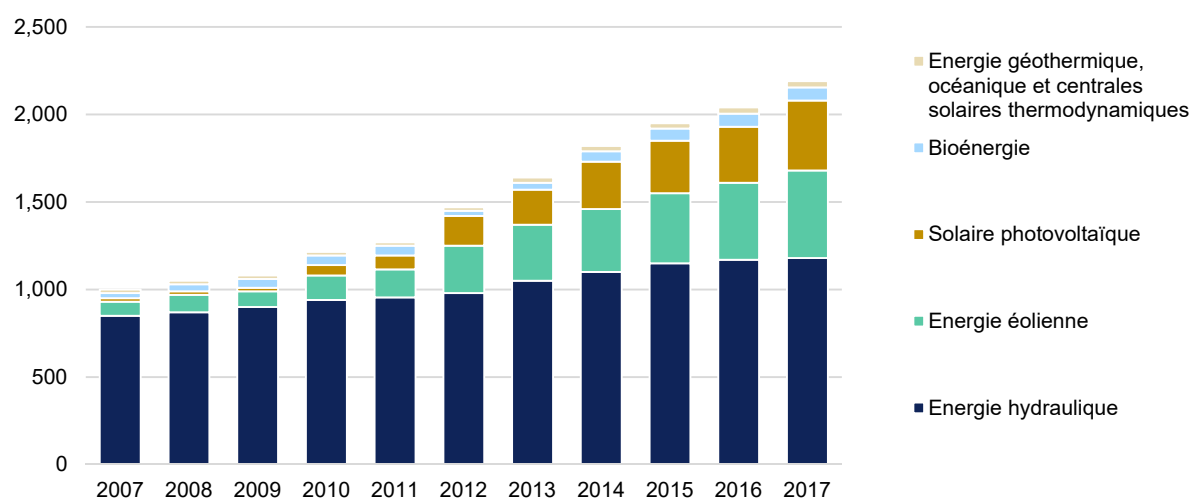
6.4 DESCRIPTION DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

6.4.1 Un marché mondial des énergies renouvelables en forte expansion et soutenu par des dynamiques de marché durables

6.4.1.1 Panorama des énergies renouvelables dans le monde

Comme le présente le graphique ci-dessous, les capacités de production mondiale en énergies renouvelables ont connu une très forte croissance au cours des 10 dernières années (2007-2017) avec une multiplication par plus de deux de la capacité totale sur la décennie. 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 (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.

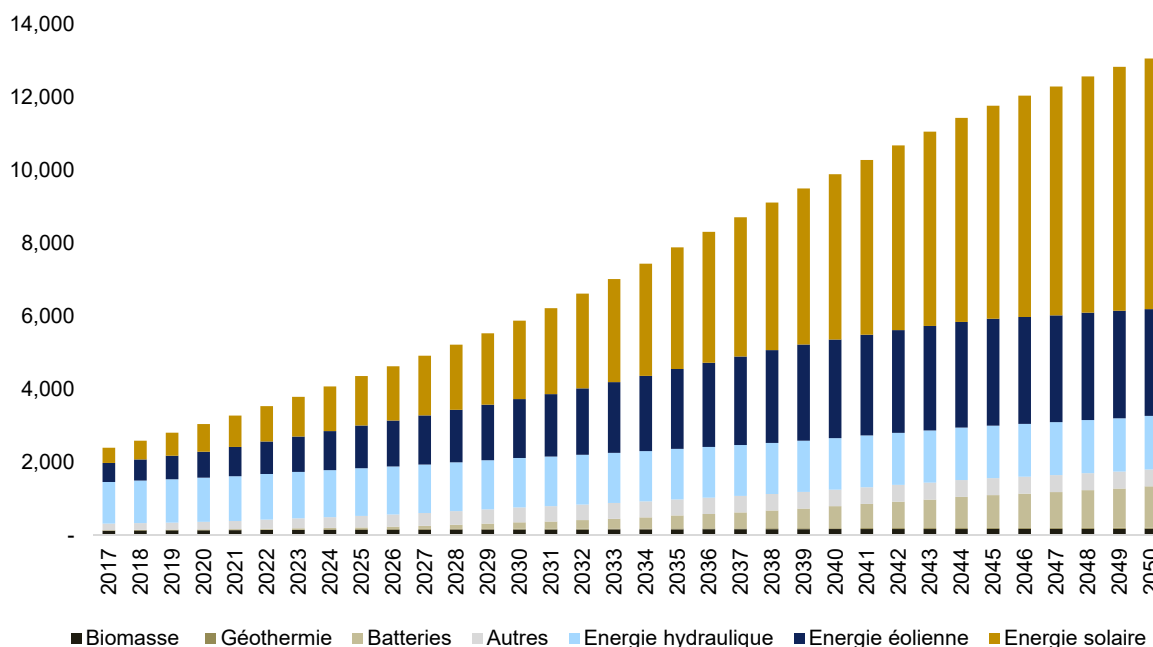
L'énergie éolienne reste le second moteur de croissance des énergies renouvelables, avec 29% des nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable installées en 2017.

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 17,4,4% 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.

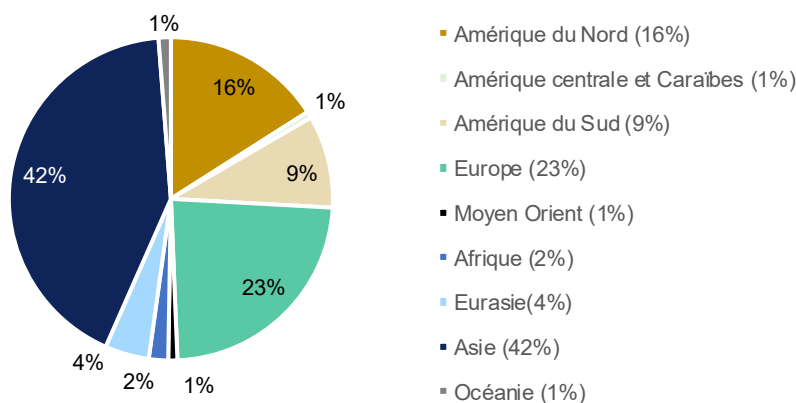
Capacités installées cumulées par technologie (en GW)



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

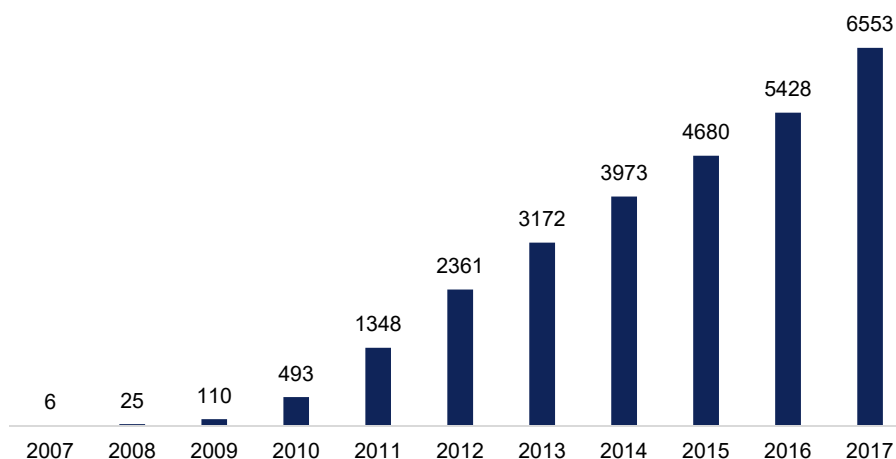


Source : International Renewable Energy Agency – Renewable capacity highlights 2018

Le marché asiatique constitue également le marché le plus dynamique, avec une croissance de +13% en 2017 soit +106 GW de capacités additionnelles, suivi par l'Afrique (+9%) et par l'Océanie (+6%).

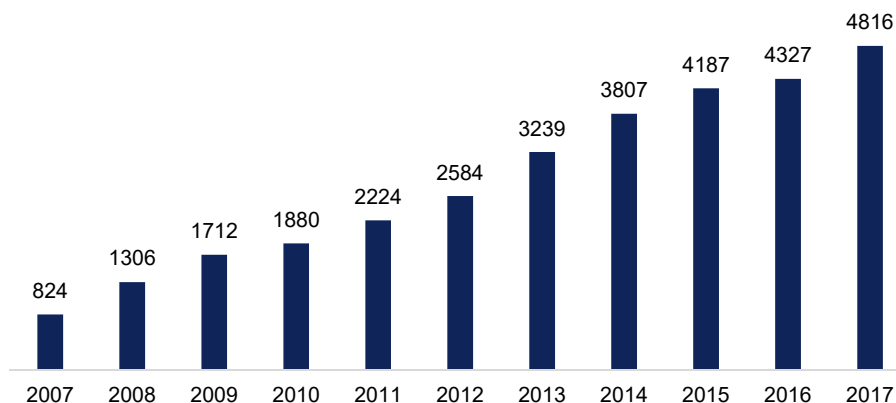
Si l'on regarde plus précisément les marchés clés du Groupe sur la période 2007-2017, la croissance a été particulièrement significative sur les marchés photovoltaïque et éolien terrestre en Australie, en passant respectivement d'une capacité cumulée installée de 6 MW à 6.553 MW, et de 824 à 4.816 MW (sources : *Clean Energy Council* et *Global Wind Energy Council* ; rapport de 2018 et de 2007-2016), et également en Amérique latine (Amérique du Sud, Amérique Centrale et Caraïbes), en passant respectivement d'une capacité cumulée installée de 30 MW à 4.435 MW, et de 547MW à 21.437 MW (source : International Renewable Energy Agency ; rapport de 2018).

Australie - Capacités cumulées installées en solaire photovoltaïque (MW)



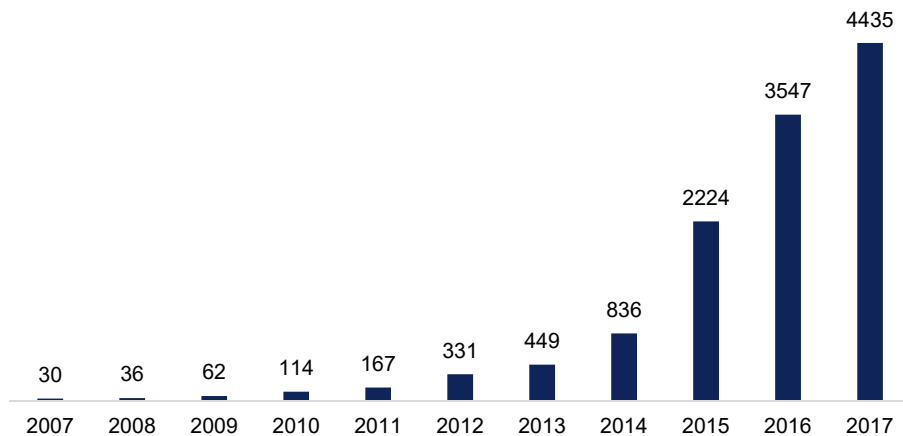
Source : Clean Energy Council ; rapport de 2008

Australie - Capacités cumulées installées en éolien terrestre (MW)



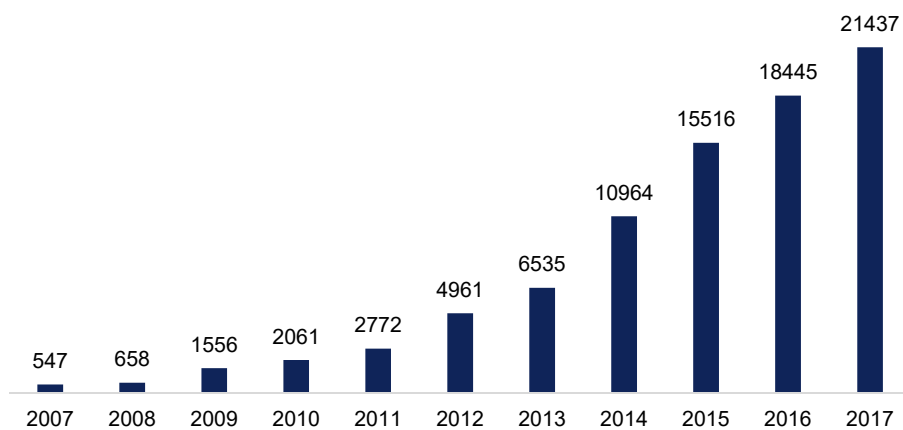
Source : Clean Energy Council ; rapport de 2018 /
Global Wind Energy Council ; rapports de 2007-2016

Amérique latine - Capacités cumulées installées en solaire photovoltaïque (MW)



Source : International Renewable Energy Agency ; rapport de 2018

Amérique latine - Capacités cumulées installées en éolien terrestre (MW)

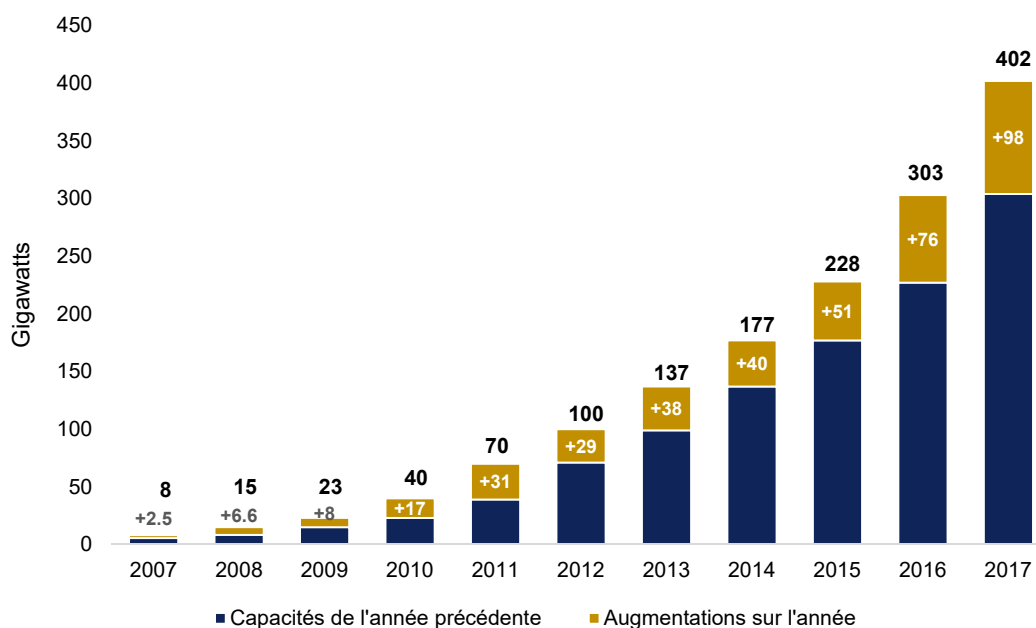


Source : International Renewable Energy Agency ; rapport de 2018

6.4.1.1.1 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

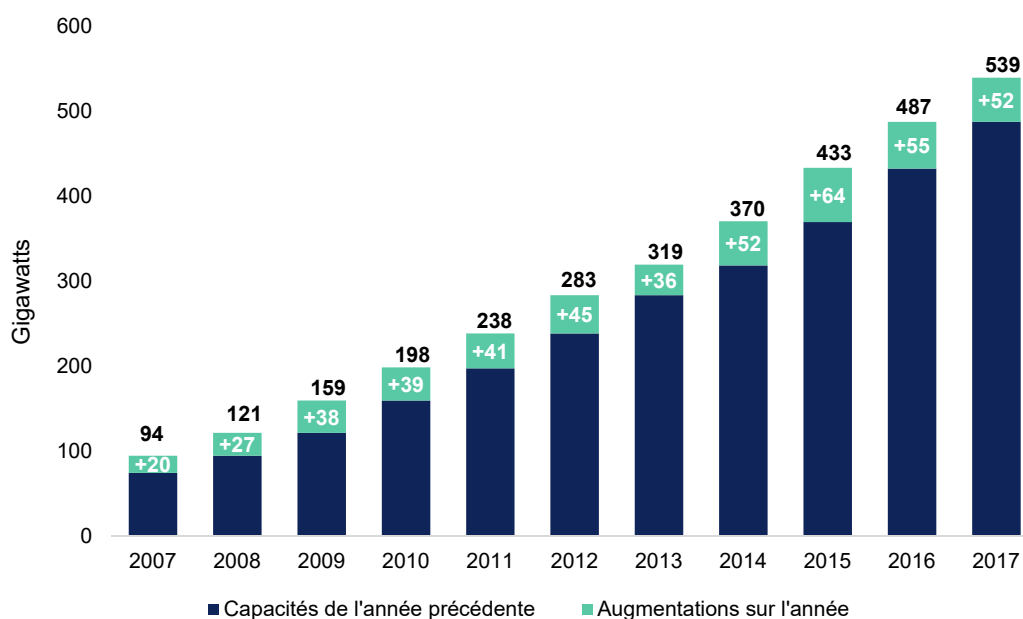
En moyenne, les capacités photovoltaïques installées ont augmenté de 48% chaque année sur la période 2007-2017, mais cette croissance est allée en s'accroissant au cours de la période : au cours des 5 dernières années, la capacité photovoltaïque mondiale a été multipliée par 4 passant de 100 GW à fin 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^{ème} position.

6.4.1.1.2 *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^{ème} 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%).

6.4.1.2 Un marché mondial des énergies renouvelables en forte croissance, tiré par plusieurs dynamiques fortes

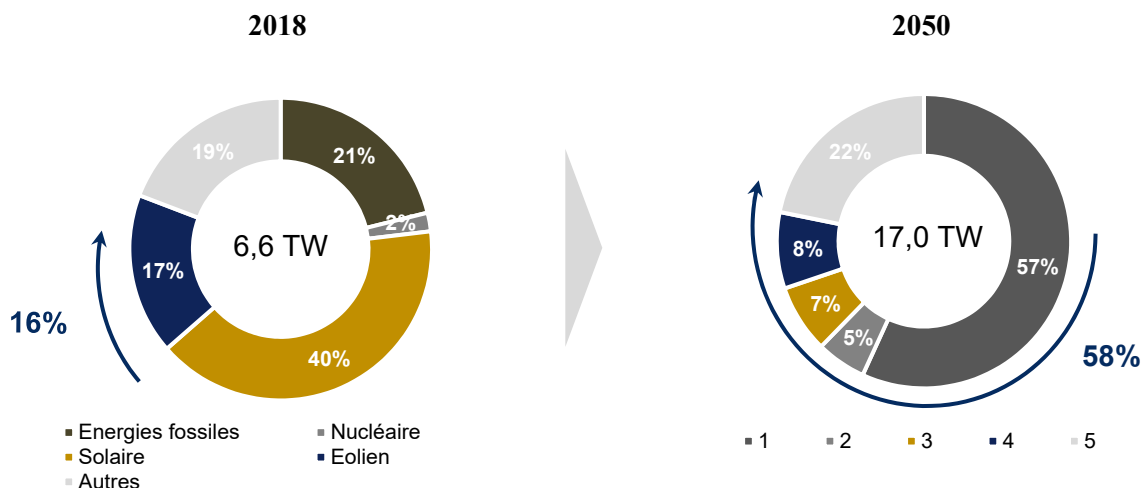
Le premier vecteur de croissance des énergies renouvelables est la croissance des besoins en énergie toutes sources confondues, tirée par la croissance économique mondiale, le développement économique et la croissance de la population. Ainsi, BNEF (*Bloomberg New Energy Finance*) estime que les capacités 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 11,5 billions de dollars américains, dont 1,9 billions 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 11,5 billions, 80%, soit 9,3 billions, devraient être alloués aux énergies renouvelables, dont 4,6 billions investis dans le secteur éolien et 3,8 billions dans le secteur solaire. Ces investissements dans de nouvelles capacités de production devraient s'accompagner d'un investissements 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.



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 ;
- la compétitivité grandissante des énergies renouvelables ; 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 6.4.1.2.3 « *L'impact grandissant des solutions de stockage* » et 6.5.2.3 « *Stockage d'énergie* » du présent document de base).

6.4.1.2.1 *Les engagements pris par les acteurs publics et l'intérêt croissant des acteurs privés en faveur des énergies renouvelables*

Ainsi que cela est indiqué à la Section 6.6.1 « *Les conventions internationales sur les gaz à effet de serre* » du présent document de base, près de 20 ans après le protocole de Kyoto, la COP 21 a confirmé l'intention d'une large majorité de gouvernements de réduire leur empreinte carbone et de faire évoluer leur mix énergétique vers des énergies vertes. L'ensemble des pays où le Groupe est présent a ainsi exprimé des objectifs précis de réduction des gaz à effet de serre d'ici 2030 (ou plus tôt pour certains pays), qui passent notamment par le déploiement de capacités de production d'énergies renouvelables. Au sein de l'Union européenne, ces objectifs ont été repris dans différents textes adoptés par le Conseil européen et la Commission européenne qui prévoient des objectifs nationaux contraignants en vue d'accroître la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie des États membres d'ici 2030 à 27% (objectif qui sera porté à 32% dans le cadre de l'accord européen du 14 juin 2018) (se reporter à la Section 6.6.2.1 « *Les objectifs et planifications en matière d'énergie renouvelable* » du présent document de base). En Australie, le « *Renewable Energy Market* » a pour objectif de faire en sorte qu'environ 23,5% de la production électrique australienne provienne de sources renouvelables de

2020 jusqu'en 2030 (se reporter à la Section 6.6.3 « *La réglementation applicable en Australie* » du présent document de base).

À ces engagements vient s'ajouter un intérêt croissant d'acheteurs privés, gros consommateurs d'énergie, pour les énergies renouvelables. Ces acteurs concluent directement avec les producteurs d'énergie renouvelable des contrats d'achat d'électricité long-terme de même nature que ceux conclus avec les acteurs publics. Ceci permet à ces acteurs (qui peuvent se regrouper) de sécuriser leur approvisionnement et de réduire leurs coûts ainsi que le coût du risque de variation du prix de l'électricité. Ils peuvent également satisfaire ainsi d'éventuelles obligations en matière d'émission de CO₂. Enfin, ils bénéficient de retombées positives en termes d'image, comme entreprises engagées dans les énergies renouvelables, auprès de clients et d'un grand public de plus en plus sensibles à ces sujets. Du côté des producteurs d'énergies renouvelables, ces contrats permettent de diversifier et augmenter leurs revenus, de diminuer la dépendance à l'égard des contrats conclus avec des entités publiques, avec dans certains cas un meilleur risque crédit, et de pouvoir négocier les termes et les conditions financières des contrats dans un cadre plus souple, entre parties privées.

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 : 35 sociétés ont ainsi rejoint le groupe RE100 en 2017, 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 116 sociétés.

Deux modèles principaux de contrats de vente d'électricité privés se développent en parallèle, à savoir :

- les contrats de vente d'électricité privés dits « physiques », où le producteur vend directement sa production à l'acheteur privé, ce dernier la revendant ensuite à un distributeur intégré qui alimente le réseau et fournit l'acheteur privé en électricité complémentaire à ses besoins si nécessaire, et
- les contrats de vente d'électricité privés dits « synthétiques », où le producteur vend virtuellement sa production à prix fixe à un acheteur privé contre le paiement d'un prix de marché au titre de ce volume de production (par exemple sous forme de *hedge*/contrat de couverture), et vend ses volumes à prix de marché à un distributeur intégré (ce dernier fournissant également l'acheteur privé).

Les contrats de vente d'électricité privés « physiques » sont plutôt observés sur le marché européen tandis que les contrats de vente d'électricité privés « synthétiques » sont plutôt représentatifs du marché aux États-Unis.

Les autres grandes tendances de ce marché peuvent se résumer ainsi :

- un développement progressif sur les marchés émergents comme une solution fiable et alternative par rapport à des fournisseurs locaux ne pouvant pas toujours satisfaire la demande ;
- un intérêt de plus en plus marqué de la part d'industriels à chaîne logistique importante, des nouveaux électro-intensifs (exploitants de *data centers*), d'universités (par exemple, Université de Sydney en Australie ou Georgetown University aux États-Unis), de sociétés minières en Afrique, en Amérique latine ou en Australie. Le Groupe a ainsi conclu un contrat avec une mine

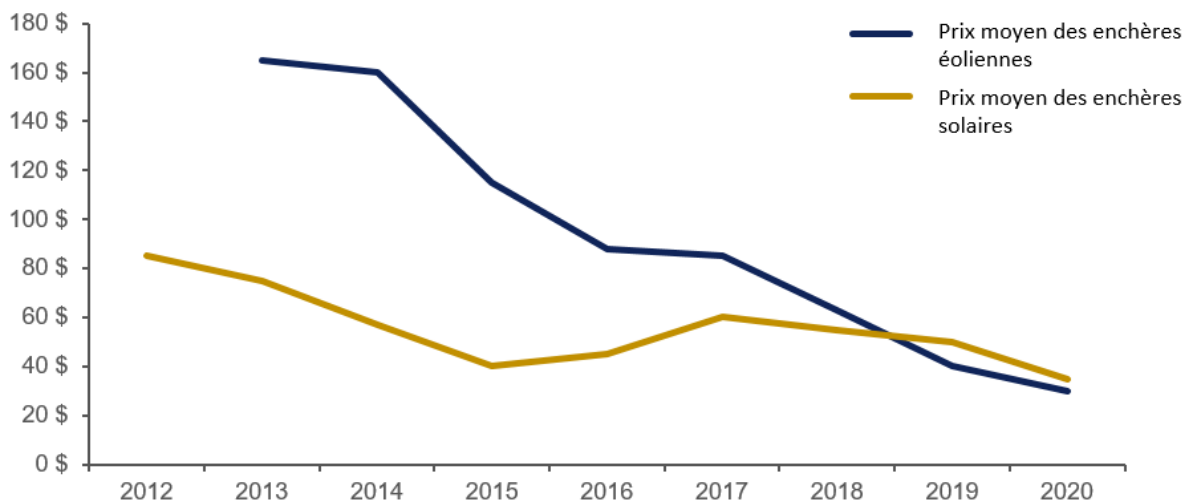
de cuivre pour 100% de l'électricité produite par son projet photovoltaïque combiné avec un dispositif de stockage de DeGrussa en Australie et avec Nectar Farms pour 10% de la production de son projet éolien en construction de Bulgana, également en Australie ;

- une acceptabilité accrue des maturités maximales relativement courtes (10-12 ans) des contrats de vente d'électricité privés par les prêteurs et investisseurs ; et
- plusieurs expériences avérées de regroupements d'acheteurs au sein de consortiums, par exemple le *Melbourne Renewable Energy Buying Group* (regroupement de 14 organisations incluant des entités gouvernementales, des universités et des acheteurs privés ayant signé un contrat d'achat privé de 10 ans en Australie), ou le partenariat Royal Philips, Akzo Nobel, DSM et Google aux Pays-Bas, pour l'achat de la production de deux parcs éoliens.

6.4.1.2.2 *La compétitivité grandissante des énergies renouvelables*

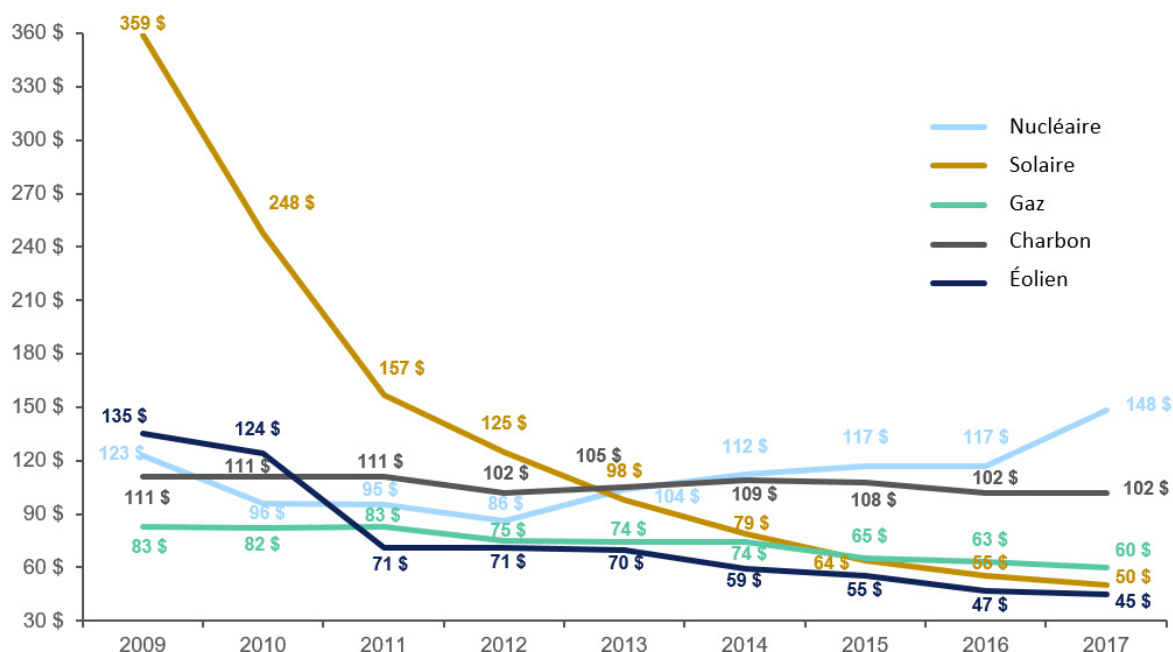
Grâce à une série de facteurs technologiques, opérationnels, réglementaires et financiers, le coût actualisé de l'énergie (*levelized cost of energy* ou « *LCOE* ») de l'éolien, et surtout du photovoltaïque, a diminué au cours de ces dernières années, pour se trouver, ou s'approcher, de la parité réseau dans de nombreuses géographies.

Évolution du prix moyen des enchères et offres (soumises dans le cadre de procédures d'appel d'offres) solaires et éoliennes par date de mise en service (\$/MWh)



Source : U.S. Energy Information Administration (EIA) ; rapport en date du 4 octobre 2017

Évolution historique du LCOE aux US (\$/MWh)

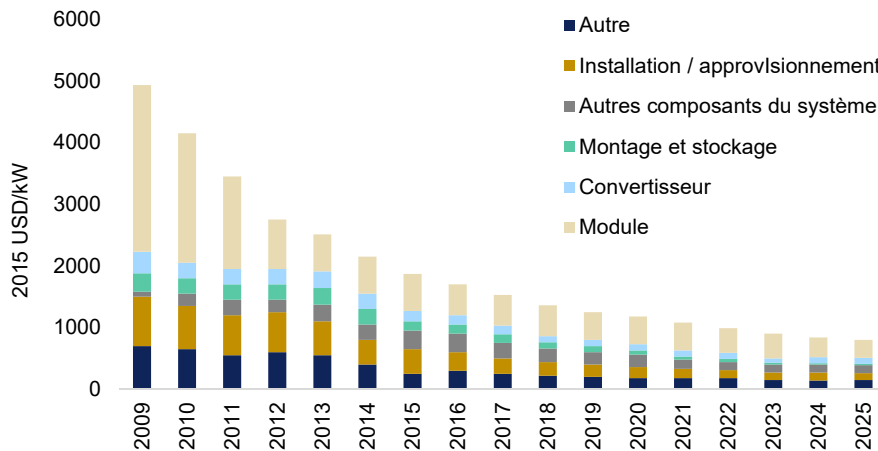


Source : *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis* – Version 11.0 en date de novembre 2017

Les principaux facteurs technologiques et opérationnels en cause sont :

- La poursuite de la baisse du coût des composants au travers des économies d'échelles (baisse continue du coût des modules solaires en lien avec le cumul des capacités déployées globalement) et des innovations technologiques (gain en capacité unitaire des aérogénérateurs et amélioration de la performance des modules photovoltaïques). Le graphique ci-dessous, issu d'un exemple réel, illustre une règle empirique observée depuis plus de 30 ans sur les effets des économies d'échelles: à chaque doublement de la capacité photovoltaïque globalement installée, on observe une baisse du coût des modules photovoltaïques de 20% (source : Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE ; « Photovoltaics Report », rapport en date du 19 juin 2018).

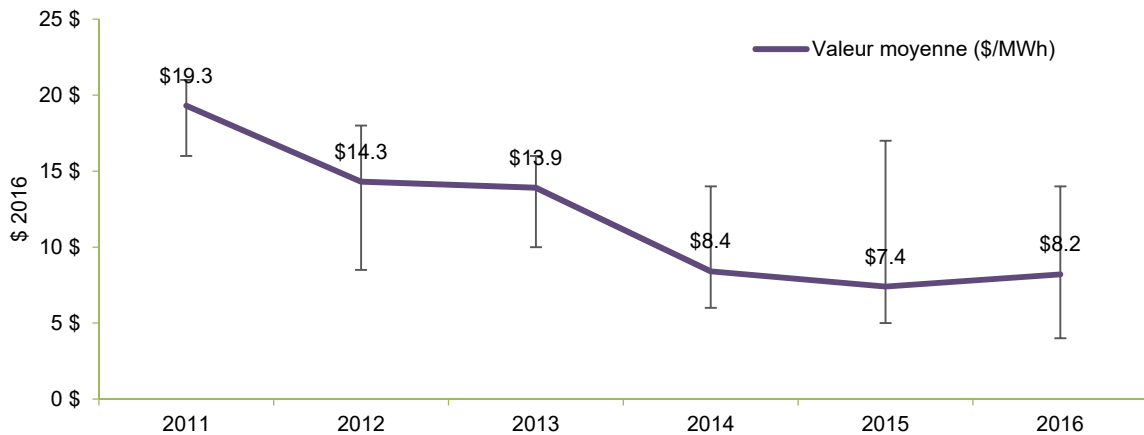
Evolution du prix des composants des centrales solaires photovoltaïques (USD/kW)



Source : IRENA analysis and Photon Consulting, 2016

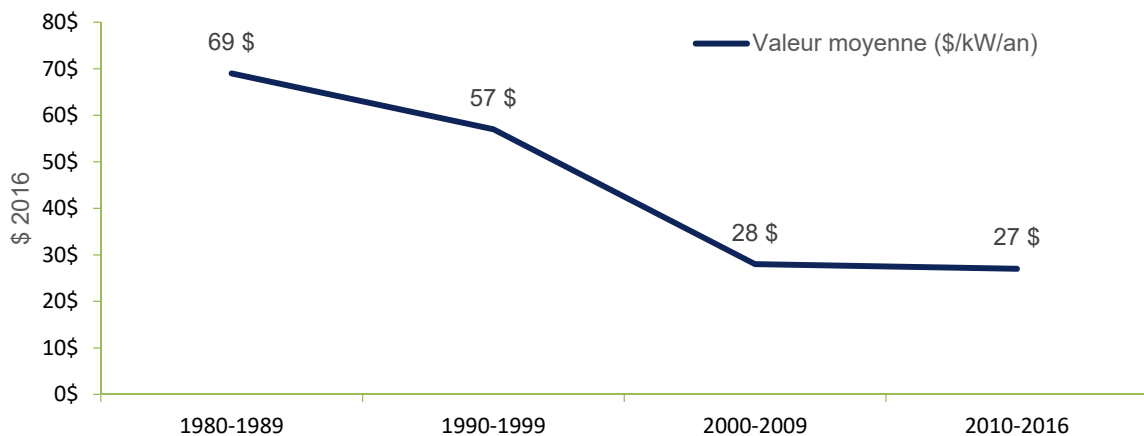
- Les coûts d'exploitation et de maintenance (coûts *O&M*) ont également baissé, en lien avec :
 - o une meilleure optimisation de la maintenance préventive et corrective à la suite des retours d'expérience et d'une meilleure mutualisation par les exploitants des ressources humaines et matérielles (implantation géographique optimisée des bases *O&M*) ; et
 - o le fait que les producteurs ont commencé depuis une dizaine d'années et particulièrement dans le secteur de l'éolien, à mettre directement en concurrence les fournisseurs d'équipements (fournisseurs d'aérogénérateurs), qui jouaient historiquement le rôle d'exploitant à long terme, avec des prestataires tiers ou avec des capacités d'exploitation propres développées par les producteurs eux-mêmes.
- Ceci permet aux producteurs de réduire le coût global des prestations *O&M* et de conserver plus de marge par rapport au prix auquel ils vendent leur électricité.
- Les prestations d'exploitation elles-mêmes sont mieux calibrées en fonction du profil de revenus du producteur : par exemple, la maintenance est optimisée pour maximiser la disponibilité des actifs sur la durée des contrats d'achat ou sur les périodes présentant le profil de rémunération le plus intéressant.
 - Des délais de construction en général plus courts, en particulier pour le solaire photovoltaïque, que pour le thermique à flamme, l'hydraulique ou le nucléaire. Le délai entre les premières études et la mise en service d'un projet photovoltaïque est ainsi d'environ entre 3 et 4 ans et celui d'un projet éolien entre 4 et 6 ans (hors juridictions dans lesquelles les recours sont susceptibles de ralentir significativement le projet, comme en France).
 - Des projets de capacités généralement plus faibles que les projets classiques de production centralisée, qui peuvent s'insérer plus facilement et directement dans les réseaux de distribution au voltage plus faible que dans les réseaux de transmission (ces derniers étant par ailleurs parfois saturés), et peuvent également offrir des applications hors-réseau (comme le projet DeGrussa cité plus haut).

Evolution des coûts d'exploitation-maintenance pour le photovoltaïque



Source : Utility-Scale Solar 2016, An Empirical Analysis of Project Cost, Performance, and Pricing Trends in the United States, Lawrence Berkeley National Laboratory, September 2017

Evolution des coûts d'exploitation-maintenance pour l'éolien terrestre



Source : US Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy ;
« 2016 Wind Technologies Market Report »

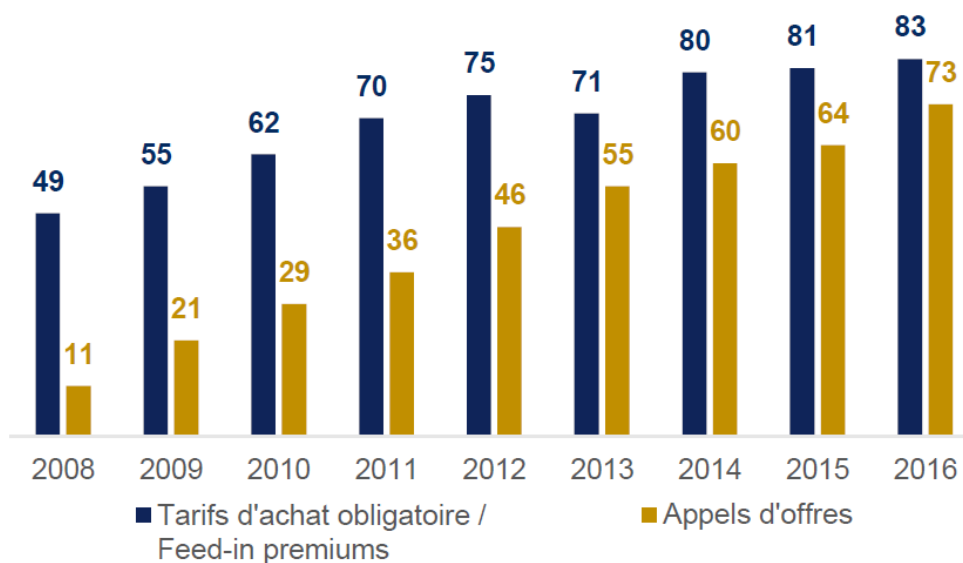
Autre facteur de diminution du *LCOE*, la modification du cadre réglementaire, elle-même initiée par la baisse du *LCOE*. Dans un contexte où le prix de l'électricité produite par les centrales photovoltaïques ou éoliennes était significativement plus élevé que le coût de production des autres centrales, les exploitants vendaient toute leur électricité à des entités publiques, obligées d'acheter l'électricité produite à des tarifs régulés et subventionnés ce qui constituait une incitation à la construction de telles installations (se reporter aux Section 6.5.1.6.2 « *Tarifs d'achat obligatoires* » et 6.6.2.3 « *Les règles de vente et de tarification de l'électricité produite par le Groupe* » du présent document de base). Avec un coût de production qui s'approche de la parité réseau, les mécanismes de tarifs d'achat obligatoires « à guichet ouvert » ont été remplacés par des mécanismes d'appels d'offres, débouchant principalement sur des compléments de rémunération, dans lesquelles les opérateurs souhaitant remporter le projet proposé par l'organisateur (fréquemment une entité publique ou para publique), sont en concurrence pour proposer le meilleur tarif à l'organisateur (sous des contrats pour différence (*contracts for difference*) ou dans une moindre mesure de tarifs d'achat fixes ; se reporter à la Section 6.4.2.1

« Modalités de vente de l'électricité » du présent document de base). Cette concurrence contribue à son tour à la diminution du *LCOE*

Enfin, sur le plan financier, les projets de construction d'installations photovoltaïques et éoliennes bénéficient de conditions de financement plus favorables, contribuant également à la baisse du *LCOE*. Cette évolution est due à plusieurs facteurs :

- un historique plus long et positif pour les prêteurs (banques et institutionnels) en termes :
 - o de construction réalisée dans les budgets et dans les délais, particulièrement pour le renouvelable au sol,
 - o d'exploitation, avec des estimations du productible et des disponibilités plus fiables et des coûts d'exploitation mieux appréhendés et correctement budgétés, et
 - o des technologies dans le renouvelable terrestre qui sont perçues comme mûres et testées, y compris dans leurs dernières évolutions ;
- un accroissement de la stabilité réglementaire en termes de régimes de soutien aux renouvelables et de connexion au réseau, notamment grâce à la réduction des régimes reposant sur des avantages fiscaux ou des tarifs d'achat obligatoires, qui restaient toujours susceptibles d'être remis en cause, ce d'autant plus lorsqu'ils sont *in fine* supportés par le consommateur;

Evolution des politiques de soutien des énergies renouvelables



Source : Ren21, issu du rapport IRENA *Renewable Energy policies in a Time of Transition 2018*

- des politiques de priorité accordée aux énergies renouvelables dans le *merit order* d'autant moins susceptibles d'être remises en cause que leur *LCOE* est comparable à celui des autres sources d'énergie et que leur surcoût diminue ;
- une part plus importante de la classe d'actifs renouvelables au sein de la classe d'actifs infrastructures au sein du marché mondial du financement de projets (25% en valeur et 57% en volume en 2017), et une amélioration significative de la liquidité disponible pour le secteur des infrastructures renouvelables – et donc une diminution du risque liquidité pour les prêteurs ;

- un soutien accru de multiples acteurs représentant un bon risque crédit, comme les fonds souverains, les banques de développement, les agences de crédit-export, les grandes banques commerciales ; et
- dans les pays émergents, une forte volonté d'expansion, une fois la phase d'expérimentation sur des projets de petite taille passée, avec des appels d'offres de plus grande envergure, susceptibles d'attirer des acteurs bénéficiant d'une meilleure assise financière, que ce soit du côté des constructeurs et exploitants que des financiers. À ce titre, l'initiative *Scaling Solar* de la Banque mondiale vise à faciliter le développement de centrales solaires de grande taille dans les pays émergents afin de pallier aux difficultés inhérentes à ces géographies, à savoir les plus faibles capacités institutionnelles des gouvernements de ces pays (notamment en termes de gestion des concessions privées et des appels d'offres du secteur de l'électricité) et les problèmes liés à la taille insuffisante des projets et aux capacités limitées des réseaux. La solution proposée vise à (i) fournir des conseils, notamment en termes d'implantation optimale des projets en fonction de la capacité des réseaux, (ii) mettre en œuvre des procédures rapides et efficaces d'appels d'offres, (iii) encourager la concurrence entre développeurs, (iv) standardiser les documents de projets pour limiter la négociation et accélérer l'octroi de financements, et (v) offrir des financements compétitifs ou des solutions de rehaussement de crédit.

Ceci s'est traduit par une amélioration des conditions de négociation des financements pour les porteurs de projets, avec une baisse continue des marges de crédit offertes et un accroissement de la capacité d'endettement des projets grâce à :

- une prise en compte par les prêteurs de l'amélioration du profil financier du projet que peuvent représenter la possibilité de vendre une partie ou la totalité de l'électricité au prix *spot*, pendant ou après l'échéance des contrats d'achat long-terme, et parfois entre la mise en service et l'entrée en vigueur du contrat, et
- un allongement des maturités offertes par les prêteurs, au-delà de la durée initiale des contrats d'achat d'électricité, et plus en ligne avec la durée de vie effective des projets (par exemple 25 ans sur l'éolien au lieu de 20 ans auparavant).

6.4.1.2.3 *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 des problèmes accrus de stabilité et de maintien de l'équilibre entre offre et demande au sein des portefeuilles d'actifs des participants au marché de l'électricité. Pour faire face aux aléas, non prévisibles, de la production d'énergie renouvelable, les gestionnaires de réseaux devaient investir dans des centrales thermiques venant se substituer aux centrales solaires ou éoliennes inefficaces, faute de soleil ou de vent. Outre le coût de ces investissements, ces centrales doivent en général intervenir lors de pointes de consommation (elles sont dites *peakers*) et vendent donc leur électricité à un coût marginal élevé. Les technologies de batteries/stockage ont vocation à se substituer à ces centrales thermiques de réserve. Elles présentent le double avantage de pouvoir répondre aux déséquilibres entre l'offre et la demande avec, par exemple, 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*).

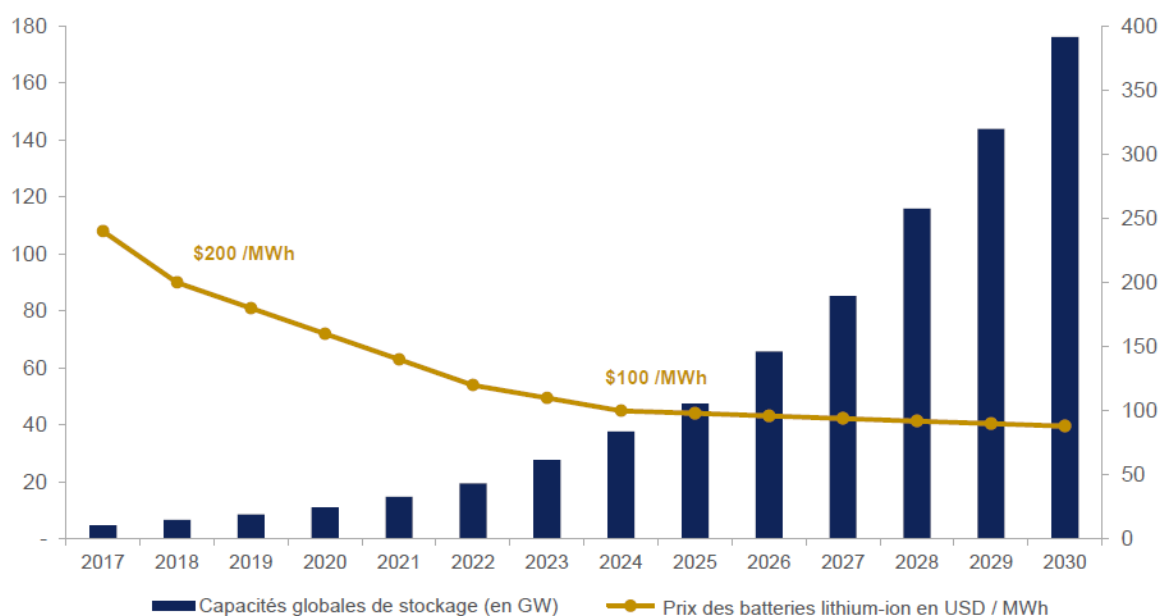
Les capacités de stockage représentent donc un facteur facilitateur important pour le développement des énergies renouvelables, qui, à leur tour, contribuent à la très forte progression des capacités de stockage dans les années à venir.

Ces éléments sont développés ci-dessous :

Focus sur les technologies de stockage

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

Le marché mondial du stockage d'énergie devrait être multiplié par six entre 2016 et 2030 afin d'atteindre une capacité totale d'environ 400 GWh. Les perspectives de croissance de BNEF prévoient une concentration du marché du stockage sur huit géographies qui devraient représenter 70% des nouvelles capacités de stockage d'énergie d'ici 2030 : les États-Unis, la Chine, le Japon, l'Inde, l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Australie et la Corée du Sud.



Source : BNEF, *New Energy Outlook 2018*

Gestion de la stabilité de fréquence des réseaux

Les gestionnaires de réseaux ont la responsabilité de maintenir l'équilibre offre/demande et la stabilité du système électrique. Lorsque les systèmes électriques sont équilibrés, la fréquence du courant alternatif est de 50 Hz. Si l'approvisionnement en électricité dépasse la demande, la fréquence augmente au-delà de ce niveau, et diminue à l'inverse lorsque l'approvisionnement du réseau chute en dessous de la demande. Un décalage trop important par rapport au niveau cible de la fréquence du réseau peut provoquer des déconnexions du réseau, voire un *black-out*.

Les gestionnaires de réseaux font dès lors appel à des services de régulation de fréquence contractés auprès de certains acteurs du réseau (producteurs, acteurs du stockage). Cette régulation de fréquence consiste en une injection ou une réduction très rapide de puissance disponible sur le réseau afin de contenir les écarts de fréquence : selon les cas, elle se divise en général en diverses formes de régulation, par exemple, augmentation de la puissance délivrée en moins de 10 ou 30 secondes, ou bien réduction de la puissance en moins de 10 secondes.

Historiquement, ce service était offert par des centrales thermiques conventionnelles ou par des centrales hydrauliques avec dispositif de pompage, dont les facteurs de charges étaient délibérément laissés à des niveaux inférieurs à leur maximum de puissance délivrable pour leur permettre de réagir rapidement. Désormais, de nouvelles technologies de type flexible peuvent offrir ce service à un coût plus faible (en termes de coûts d'investissement et de coûts d'exploitation), et en partant d'un niveau de production nul. Les batteries de stockage lithium-ion en sont un bon exemple, de même que les

technologies d'effacement, et disposent d'avantages propres en termes de gestion de fréquence. En effet :

- elles peuvent fournir ce service en situation de secours sans consommation d'énergies fossiles (impact carbone limité),
- elles peuvent offrir un service symétrique (injection d'électricité ou stockage en cas de surcharge), et
- elles disposent d'un temps de réaction très court (moins d'une seconde).

Équilibrage des positions des participants aux marchés de l'électricité

Les participants aux marchés de l'électricité, quelle que soit leur typologie (distributeurs d'électricité verticalement intégrée, petits distributeurs, producteurs indépendants, etc.) ont tout intérêt à limiter les déséquilibres entre la production de leurs centrales et la demande de leurs clients. Cela limite les risques d'encourir des pénalités de la part des gestionnaires de réseaux, notamment en cas de décalage entre les niveaux de productions notifiées à l'avance et les productions effectives (en raison de l'intermittence du renouvelables par exemple), connues sous le nom de « *imbalance costs* » ou coûts des écarts. L'investissement par les participants aux marchés dans leurs propres technologies de stockage leur permet donc d'éviter ces coûts.

Réduction des coûts d'investissement dans les réseaux

Jusqu'à maintenant, les réseaux électriques étaient conçus de manière relativement passive : dimensionnés dès le départ et une fois pour toute pour répondre à la demande de pointe, ces actifs étaient par la suite laissés en l'état avec des interventions limitées aux remplacements ou aux situations de maintenance corrective.

Les gestionnaires de réseaux, et particulièrement les gestionnaires des réseaux de distribution qui sont particulièrement concernés par la connexion de centrales de production intermittente de plus petite taille, sont désormais plus sensibles à la mise en œuvre d'une gestion opérationnelle plus active de leurs réseaux en termes d'équilibre entre offre et demande et de réseaux intelligents (« *smart grid* »). D'autres évolutions anticipées, comme le déploiement des véhicules électriques, pourraient représenter un nouveau défi pour les réseaux de distribution : l'horaire de charge des véhicules risque en effet d'amplifier les phénomènes de demande de pointe, accentuant davantage le besoin d'investissement dans de nouvelles sources de flexibilité moins coûteuses que de nouveaux investissements sur les réseaux.

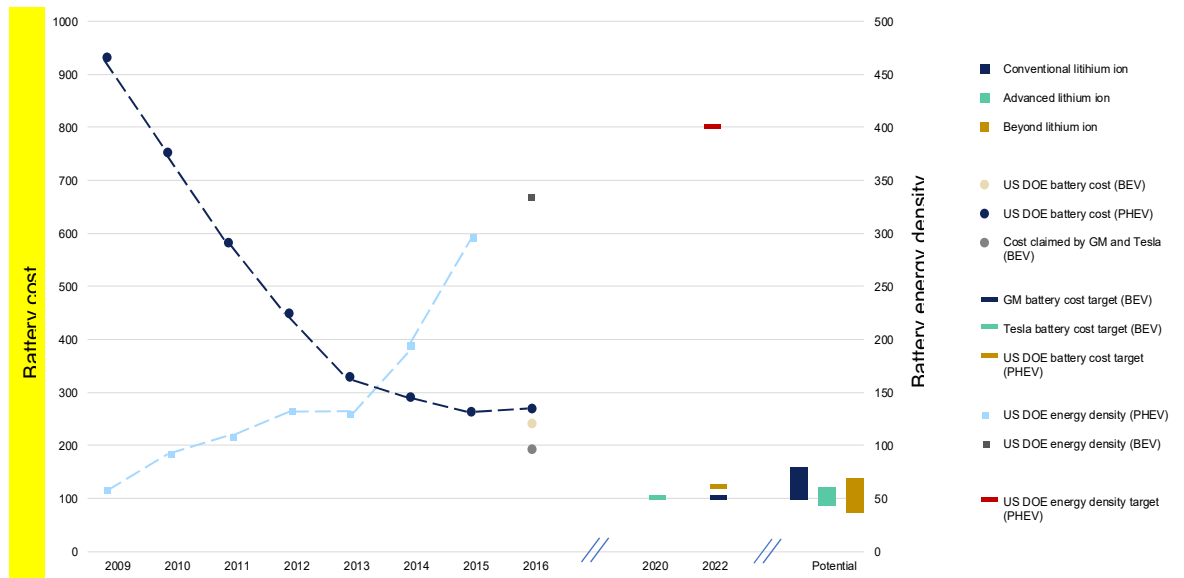
Contexte technologique du stockage d'énergie

Le stockage d'énergie implique la conversion d'une forme d'énergie en une autre forme d'énergie latente (ou de composition chimique), de sorte que cette énergie puisse être libérée à la demande.

Plusieurs technologies de stockage existent : stockage hydraulique à pompe, stockage électrochimique (condensateurs, batteries lithium-ion), stockage à air comprimé, stockage à volant d'inertie, stockage thermique (par exemple sels fondus en lien avec les centrales solaires thermiques) ou stockage à la suite de la conversion d'électricité en hydrogène. Les batteries lithium-ion sont apparues sur le marché au début des années 1990, principalement dans le cadre d'applications électroniques grand public, et sont devenues depuis omniprésentes, notamment dans les smartphones, tablettes ou ordinateurs portables ; leur application s'est étendue à des solutions innovantes de stockage, des batteries de stockage de production solaire domestique, des batteries de plus grande capacité offrant des services de stockage aux réseaux, ou encore aux véhicules électriques. Le propre des cellules lithium-ion réside en la possibilité de pouvoir les connecter en chaîne afin d'atteindre le voltage

requis, ce qui en fait une technologie extensible, des applications à usage domestique aux applications à l'échelle des réseaux électriques.

Le coût des batteries lithium-ion a chuté de près de 75% depuis 2008, en partie en raison d'économies d'échelles liées à la progression de la flotte de véhicules électriques, mais également en raison des gains en termes de densité énergétique des batteries.



Source : IEA ; Global EV Outlook 2017

Les principales caractéristiques des batteries lithium-ion par rapport aux autres technologies de stockage sont les suivantes :

- 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 développement et 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.

6.4.2 Structure des marchés

6.4.2.1 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 6.5.4 « *Clients du Groupe* »

du présent document de base). Ces contrats sont décrits plus en détail à la Section 6.5.1.6 « *Vente de l'électricité par le Groupe* » du présent document de base.

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. De plus en plus fréquemment, le prix d'achat de l'électricité est le résultat d'appels d'offre. Par ailleurs, également de plus en plus fréquemment, l'opérateur ne touche 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 6.5.1.6.3 « *Ventes sur le marché de gros et le marché spot* » du présent document de base). 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 disponibles),
- 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 (se reporter aux Sections 6.6.3 « *La réglementation applicable en Australie* » et 9.1 « *Présentation générale* » du présent document de base), ou
- lorsque la centrale est couplée avec une capacité de stockage, l'opérateur peut également recevoir (se reporter à la Section 6.4.1.2.3 « *L'impact grandissant des solutions de stockage* » du présent document de base) :
 - 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, ou
 - 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.

6.4.2.2 Tendances affectant la structure des marchés

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

- *Basculement des tarifs réglementaires vers les tarifs obtenus à l'issue d'appels d'offres compétitifs.* Cette modification du cadre réglementaire se traduit par une disparition progressive des mesures de soutien des États mais surtout, pour les opérateurs, par une réduction des marges sur toute la chaîne de valeur. 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'exploitation et de maintenance, ainsi qu'avec les prêteurs.
- *Basculement 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 le Groupe, 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 plan* 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'offre. C'est particulièrement le cas dans les géographies clés du Groupe que sont le Mexique et l'Australie et qui présentent une situation intrinsèque de prix *spot* élevés par rapport aux prix contractualisés à l'issue de l'appel d'offre. 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.

6.4.2.3 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 Energies Nouvelles, Enel, Engie). À ceux-ci s'ajoutent des acteurs internationaux spécialisés dans le domaine des renouvelables, comme le Groupe et Scatec, Falck, Volitalia ou encore 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 Terraform Power en 2018, 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).

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 (en partenariat avec First Solar) 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 est de plus en plus forte. 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. 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'exploitation, 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.

6.4.3 Marché français des énergies renouvelables

6.4.3.1 Contexte macro-économique

La population française s'élève à 67,1 millions d'habitants (2017), générant un PIB de 2 580 milliards de dollars US. L'économie est dominée par les services (79,4%), suivie par l'industrie (18,8%) et l'agriculture (1,8%). L'économie a progressé avec un taux de croissance moyen du PIB de 1,3% entre 2000 et 2017 avec une certaine variabilité annuelle, atteignant un maximum de 3,9% en 2000 et un minimum de -2,9% en 2009, s'établissant à 1,8% en 2017.

6.4.3.2 Aperçu du marché de l'électricité en France

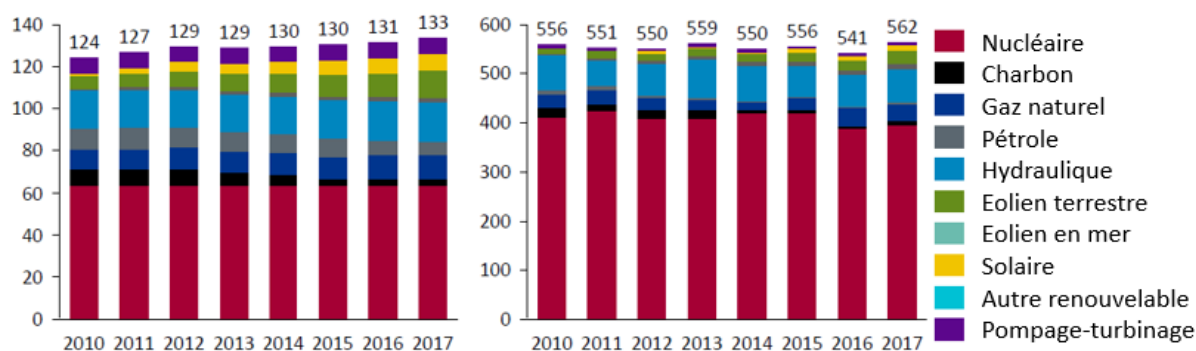
Aperçu des capacités de production d'électricité

En France, la capacité totale de production s'élevait à 133 GW à fin 2017. La production d'énergie est principalement de source nucléaire depuis les années 1980 et représente aujourd'hui 48% de la capacité totale installée, soit un niveau de production variant entre 73% et 78% de la production globale d'électricité du pays.

Les énergies solaires et éoliennes représentaient environ 6% de la production globale d'électricité en 2017 pour environ 14% de la capacité installée totale en France (5% pour le solaire et 9% pour l'éolien terrestre).

Répartition historique de la capacité (MWh)

Répartition historique de la production (TWh)



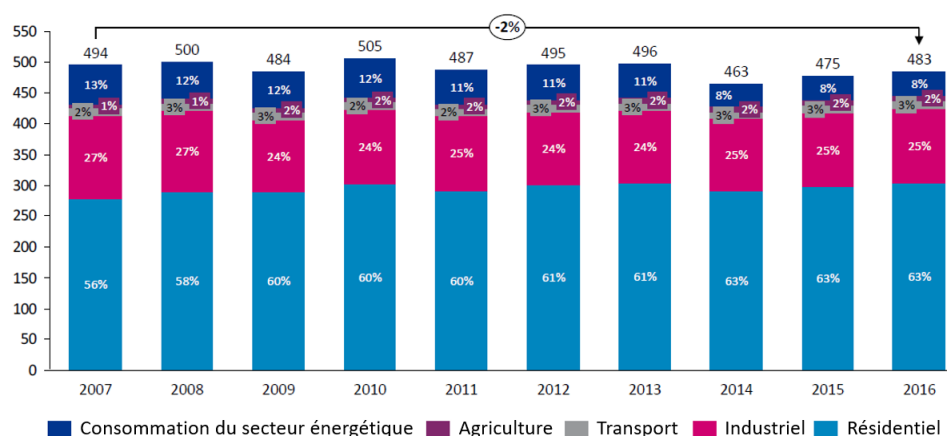
Source : Global Data

Evolution de la demande d'électricité

Au cours des 10 dernières années, la demande d'électricité a été relativement constante (-2% sur la période passant de 494 TWh à 483 TWh). En revanche, le profil sectoriel de la demande a évolué.

La demande liée à l'industrie a en effet 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 connu une progression soutenue passant de 56% à 63% de la demande totale d'électricité.

Evolution historique de la demande d'électricité par secteur



Source : IEA Statistics

La France est interconnectée avec sept pays voisins et exporte de l'électricité principalement vers l'Italie, la Grande-Bretagne, la Suisse et l'Espagne.

Le tableau suivant détaille les échanges d'énergie avec les pays voisins en 2017:

	Exports	Imports	Balance
Allemagne, Belgique et Luxembourg	8,7 TWh	19,6 TWh	-10,9 TWh
Grande Bretagne	11,8 TWh	3,9 TWh	7,9 TWh
Italie	18,9 TWh	0,7 TWh	18,2 TWh
Espagne	17,1 TWh	4,6 TWh	12,5 TWh
Suisse	17,7 TWh	7,4 TWh	10,3 TWh
Total	74,2 TWh	36,2 TWh	38,0 TWh

6.4.3.3 Aperçu du marché des énergies renouvelables en France

Croissance des énergies renouvelables dans le mix énergétique

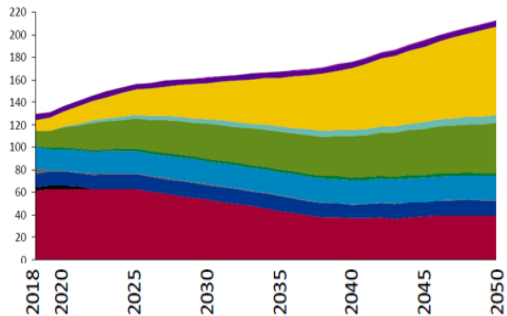
Pour atteindre les objectifs qu'il s'est fixé, le gouvernement a mis en place des outils de planification territoriale, notamment la programmation pluriannuelle de l'énergie (« PPE ») plus amplement décrite à la Section 6.6.2.1 « *Les objectifs et planifications en matière d'énergie renouvelable* » du présent document de base. L'annonce à venir du plan d'accélération de la transition énergétique (AcTE) devrait également confirmer ces orientations et réaffirmer la volonté du gouvernement de promouvoir les énergies renouvelables sur l'ensemble du territoire.

D'ici le 31 décembre 2023, la PPE prévoit d'atteindre 21,8 GW (option basse) de puissance installée pour l'éolien terrestre et 18,2 GW (option basse) pour le photovoltaïque.

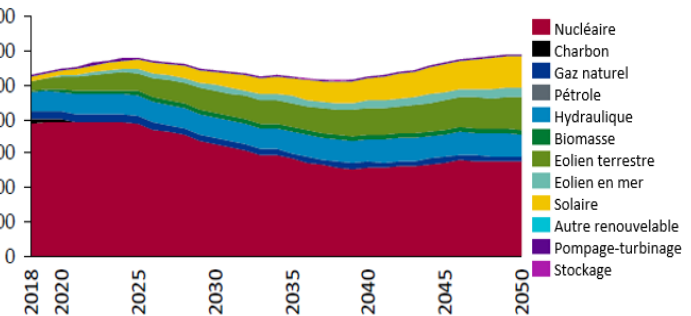
Le gouvernement français prévoit de réduire considérablement sa capacité nucléaire (-24 GW) d'ici 2035, en fermant les 25 plus anciennes centrales nucléaires. La totalité de la capacité de production de charbon et la majeure partie de la capacité pétrolière devraient être déclassées d'ici la fin de 2021.

À plus long terme, les capacités solaires et éoliennes terrestres devraient représenter l'essentiel des nouvelles capacités installées. Les graphiques ci-dessous représentent une estimation de l'évolution de la répartition de la capacité par technologie en France d'ici à 2050.

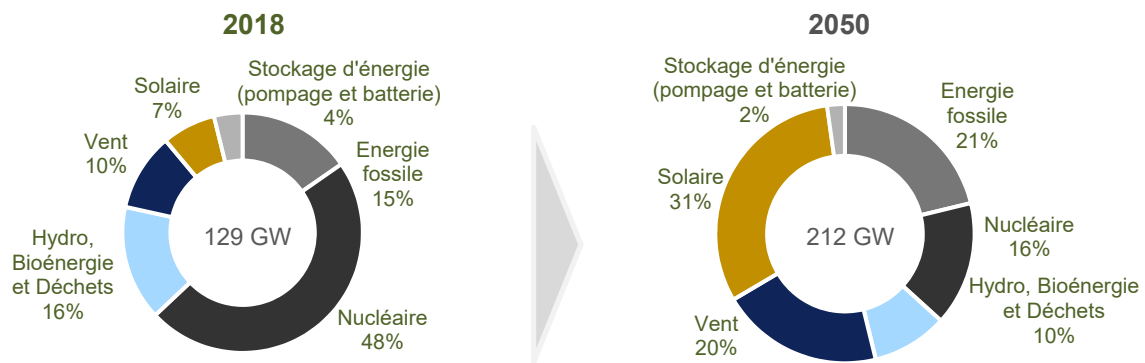
Evolution de la capacité (MW)



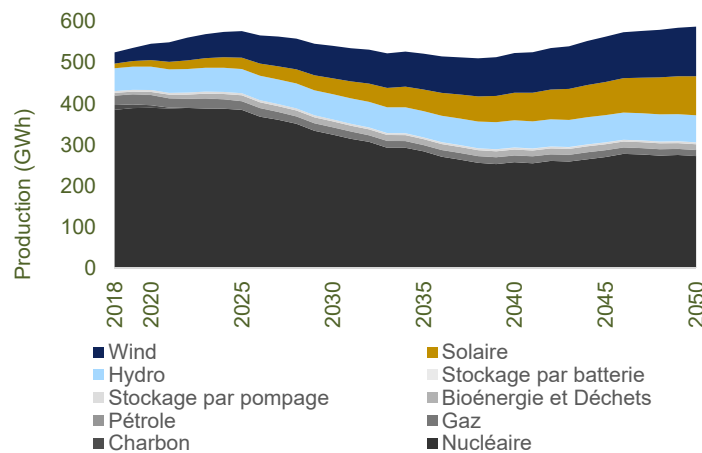
Evolution de la production (TWh)



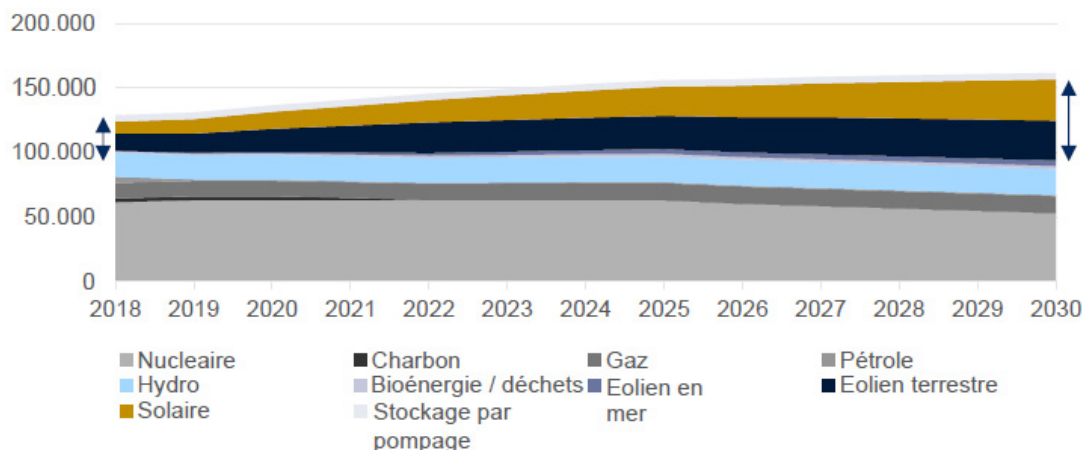
Estimation de l'évolution du mix énergétique



Production (GWh) par type d'énergie



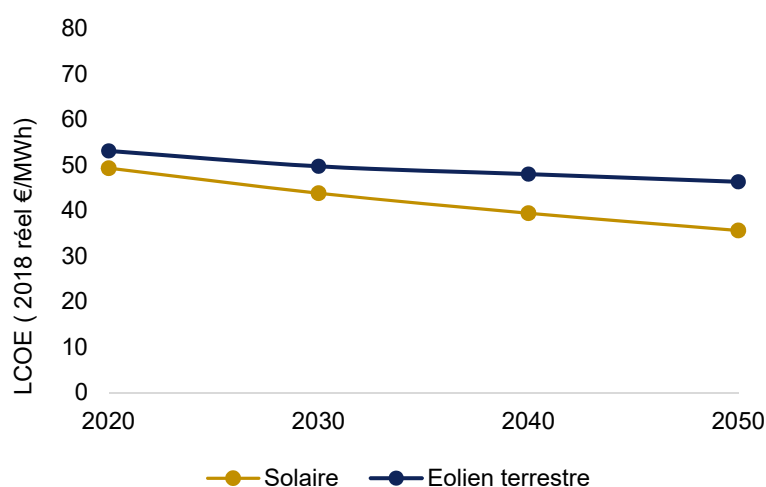
À horizon 2030, les estimations indiquent que la part des énergies solaire et éolienne dans le mix énergétique total devrait atteindre les 40%, comme indiqué dans le graphique ci-dessous :



Compétitivité de l'énergie solaire et éolienne

Comme le présente le graphique ci-dessous, la compétitivité des projets solaires et éoliens devrait continuer à se renforcer au cours des prochaines années par une diminution progressive du coût actualisé de l'énergie (*levelized cost of energy* ou « *LCOE* ») dans les secteurs solaire et éolien sur la période 2020-2050.

Evolution du LCOE en €/MWh



6.4.3.4 Paysage concurrentiel

Le marché français de l'énergie est historiquement concentré et dominé par EDF, ancien monopole étatique qui détient aujourd'hui 92% des capacités installées en France. En effet, même si la libéralisation du marché de l'énergie a vu la part de marché d'EDF reculer au cours des dernières années, le marché français de l'énergie reste néanmoins l'un des plus concentrés de l'Union européenne. Les tarifs de l'énergie sont encore partiellement régulés et il est difficile pour des nouveaux acteurs de pénétrer ce marché.

Ces dernières années, la France a encouragé la concurrence avec EDF, principalement via le mécanisme ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) qui permet aux petits fournisseurs indépendants d'acheter jusqu'à 100 TWh par an, soit environ un quart de la production nucléaire d'EDF.

En raison de la baisse des prix de gros de l'électricité, les demandes auprès de l'ARENH ont diminué en 2015 et sont tombées à zéro en 2016. Avec la hausse des prix à l'automne 2016, les abonnements ARENH ont redémarré en 2017.

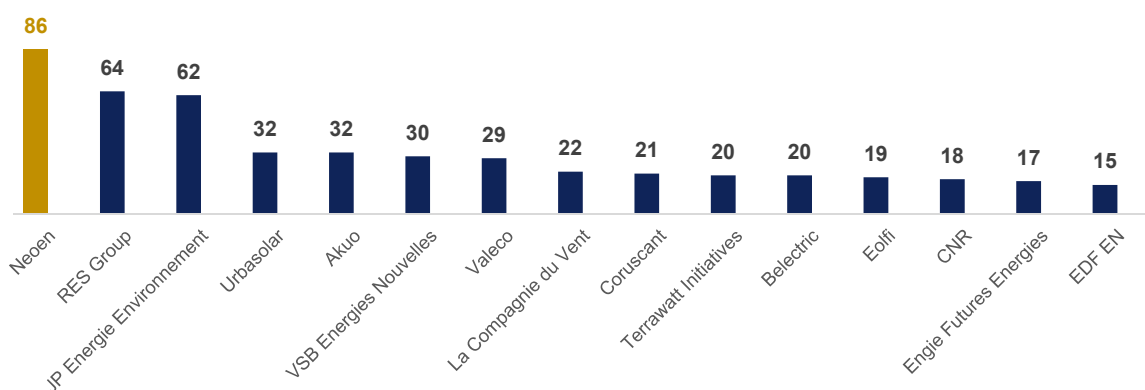
Derrière EDF, Engie détient 5% des capacités installées via principalement des projets hydrauliques et Uniper qui détient 2,5% des capacités installées.

Le marché de détail de l'énergie français constitue l'essentiel de la demande en électricité avec près de 36,9 millions de points de consommation répartis sur le territoire dont 27,8 millions de ménages. Le marché français recense plus de 20 fournisseurs actifs. Les cinq premiers d'entre eux sont EDF, Engie, Uniper, Alpiqand et Direct Energie, EDF dominant largement ce classement avec 86% des parts de marché.

Les producteurs privés d'énergies renouvelables ont renforcé leur présence sur le marché français depuis 2007 à la fin du monopole d'EDF. Les principaux opérateurs et développeurs d'énergies renouvelables (hors hydraulique) en France en 2018 sont:

- Engie (2 195 MW en exploitation, plus de 3.000 MW en développement) ;
- EDF Energies Nouvelles (1.449 MW en exploitation, 128,8 MW en construction) ;
- Boralex (685 MW installés, 167 MW en construction) ;
- Quadran (617 MW en fonctionnement, 2.000 MW en développement) ;
- Neoen (551 MW en service, 81 MW en construction).

Par ailleurs, le Groupe présente un excellent historique sur les appels d'offres solaires dits « CRE 4 » lancés en France par la Commission de régulation de l'énergie. S'agissant de la première tranche des appels d'offres CRE 4, sur les 535 MW attribués, le Groupe est arrivé en tête avec dix projets, représentant 86,4 MW, retenus, soit plus de 16% de la capacité totale allouée, comme indiqué dans le graphique ci-dessous :



Source : Finergreen

Un marché des contrats privés de vente d'électricité encore faiblement développé

La majorité des projets renouvelables vendent leur production à EDF ou aux entreprises locales de distribution qui sont obligés d'acheter toute la production à des tarifs d'achat obligatoire ou moyennant le versement d'un complément de rémunération par rapport au prix du marché. Les nouveaux projets développés à la suite d'appels d'offres bénéficient généralement de contrats pour différence (*contracts*)

for difference) en vertu desquels ils vendent leur énergie directement sur le marché *spot* d'électricité et bénéficient d'un complément de rémunération versé par EDF ou les entreprises locales de distribution.

La signature de contrats privés de vente d'électricité offre à ces projets renouvelables une autre voie de commercialisation de la production. Ces contrats sont actuellement moins fréquemment employés en France que dans d'autres marchés en raison d'un certain nombre de facteurs.

- Les prix de l'électricité pour les consommateurs industriels et les entreprises sont relativement bas. Ceci se traduit par un avantage moindre, sur le plan des économies de coûts, pour une entreprise d'avoir recours à un contrat privé d'achat d'électricité.
- La faible empreinte carbone du parc de production électrique français réduit également les bénéfices en matière d'économie de carbone que pourrait offrir à un consommateur le recours à un contrat d'approvisionnement auprès d'un producteur renouvelable.
- Le monopole historique d'EDF qui lui confère encore aujourd'hui une place prédominante dans la distribution d'électricité aux entreprises et aux particuliers, favorisé par les tarifs règlementés de l'électricité qui n'ont disparu qu'au 31 décembre 2016.

Le recours aux contrats privés de vente d'électricité devrait se développer progressivement en France à mesure que les énergies renouvelables (notamment solaires) atteindront la parité réseau et que les entreprises voudront être reconnues comme des entreprises « vertes ». Le Groupe attend un développement visible du marché de ces contrats privés de vente d'électricité d'ici 2 à 3 ans.

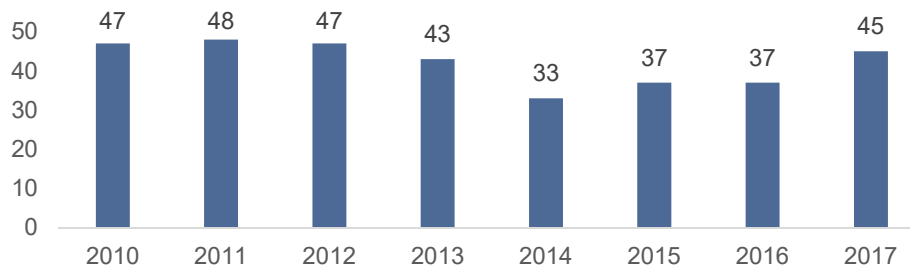
6.4.3.5 Prix de l'électricité / Tarifs

Historique des prix de marché de l'électricité

Les prix de l'électricité ont connu une baisse significative sur la période 2010-2014 avant de repartir à la hausse en 2015 et de se stabiliser autour de 37€/MWh en 2015 et 2016. En 2017, le prix de l'électricité sur le marché français a subi une nouvelle hausse pour atteindre en moyenne 45€/MWh.

L'amplitude de prix varie significativement au cours d'une même année. Les plus hauts niveaux de prix sont généralement enregistrés pendant l'hiver et les plus bas pendant l'été. Ainsi sur la période étudiée (2010-2017), les prix de l'électricité ont atteint un point haut en février 2012 (79,13€/MWh) contre un point bas en août 2014 à 22,22€/MWh. L'hiver 2016/2017 a également enregistré de fortes augmentations du prix des énergies suite aux pannes prolongées de certaines centrales nucléaires combiné au faible rendement des centrales éoliennes pendant la période.

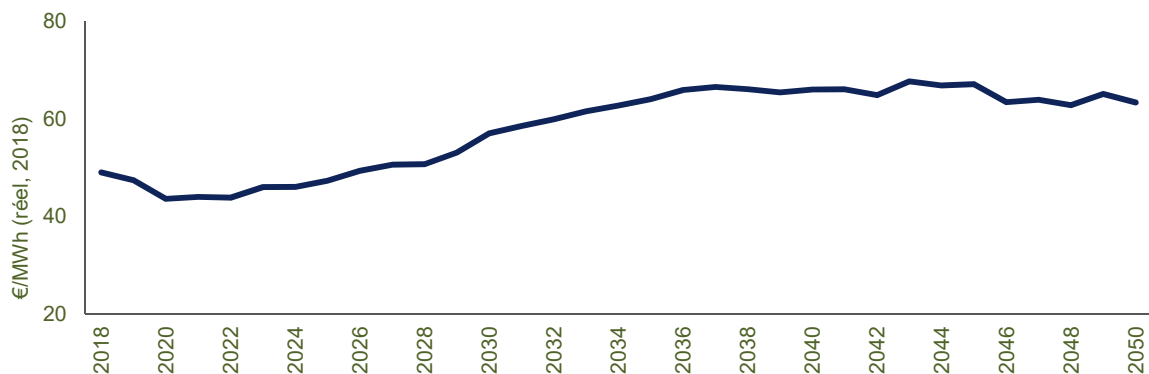
Prix annuels moyens entre 2010 et 2017 en euros par MWh



Evolution de prix de marché de l'électricité

Le prix de l'électricité en France est influencé par les prix du gaz naturel et du carbone.

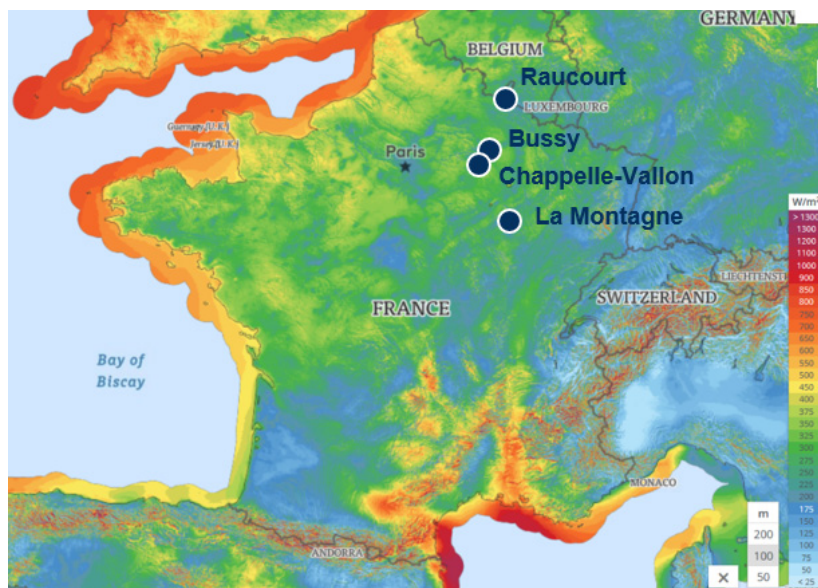
La résolution des pannes prolongées de certaines centrales nucléaires va entraîner à court terme une réduction du prix de l'électricité. Ce prix à long terme va augmenter sous la pression de l'augmentation des coûts du gaz naturel et du carbone.



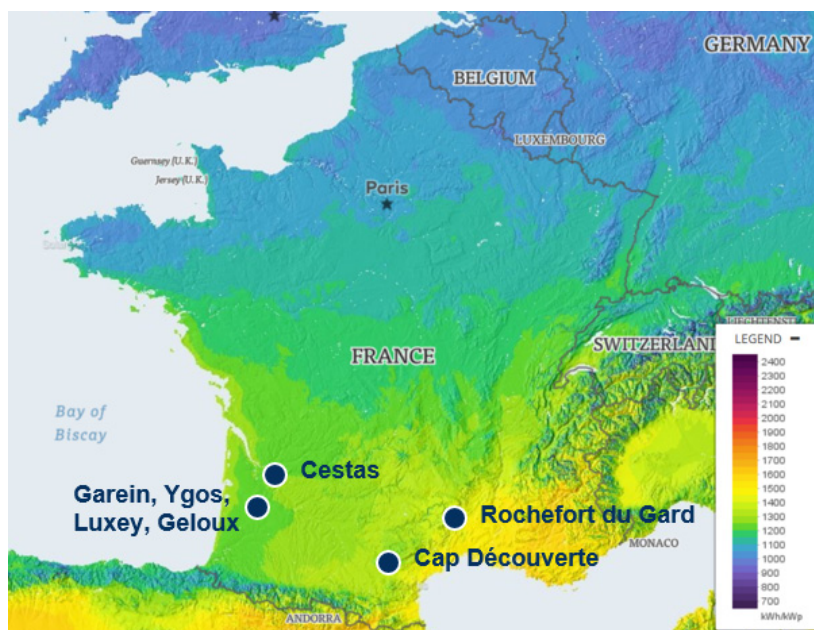
6.4.3.6 Ressources solaires et éoliennes en France

La France dispose d'importantes ressources pour la production d'énergie renouvelable.

Les ressources éoliennes sont les plus élevées sur les zones côtières, comme l'indique la carte ci-dessous, en particulier au large de la côte sud de la Méditerranée, certaines zones atteignant une densité énergétique moyenne très élevée de 1.300 W/m². La vitesse du vent terrestre dans le centre du pays est généralement plus faible, avec des vitesses plus élevées dans les régions montagneuses, également dans le sud du pays.



Comme pour les ressources éoliennes, les ressources solaires les plus importantes se trouvent dans le sud du pays, en particulier le long de la côte méditerranéenne, comme indiqué dans la carte ci-dessous, certaines zones atteignant une intensité solaire moyenne de 1.600 kWh / kWc. Les ressources solaires sont plus faibles plus au nord, atteignant environ 1.000 kWh / kWc sur la côte nord.



6.4.3.7 Le marché du stockage d'électricité en France

D'avantage de stockage, d'interconnexions et généralement tous les types d'actifs permettant le déplacement temporel ou géographique de la production d'électricité contribuent généralement à réduire les prix extrêmes (bas et haut) et ainsi réduire les écarts entre les prix de ventes des parcs solaires et éoliens et le prix moyen annuel de l'électricité.

En France le secteur du stockage par batterie devrait rester à un niveau modéré en raison de multiples facteurs :

- La part de capacité de production intermittente (principalement éolienne et solaire) est relativement faible comparée à d'autres marchés européens.
- Le réseau de transmission est très développé permettant un déplacement géographique (plutôt que temporel – par le biais du stockage) de la production électrique.
- Les capacités d'importation et d'exportation d'électricité vont être fortement développées, passant de 13 GW (respectivement 16 GW) en 2018 à 35 GW (respectivement 41 GW) à horizon 2050.

Ces facteurs réduisent la volatilité des prix de l'électricité et donc le besoin et la rentabilité des projets de stockage. Il est projeté que la capacité de stockage par batterie atteigne environ 600 MW d'ici 2050.

6.4.4 Marché australien des énergies renouvelables

6.4.4.1 Contexte macro-économique

La population australienne est de 24,6 millions d'habitants, générant un PIB de 1,32 billion de dollars. L'économie est dominée par les services (70,3%), l'industrie (26,1%) et l'agriculture (3,6%). L'économie australienne n'a cessé de croître au cours des deux dernières décennies, avec une croissance moyenne du PIB de 2,94% entre 2000 et 2017, atteignant jusqu'à 4,0% en 2002 et tombant à 1,92% en 2009.

6.4.4.2 Aperçu du marché de l'électricité en Australie

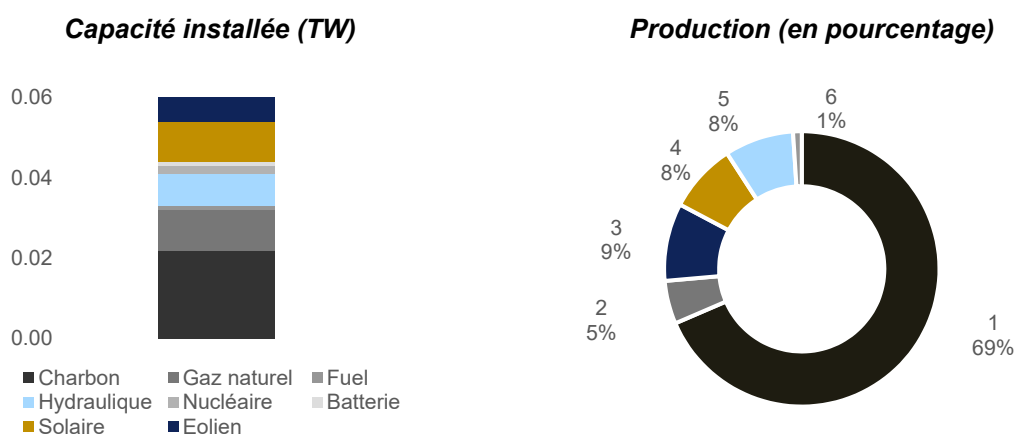
Aperçu des capacités de production d'électricité

L'Australie a une capacité installée d'environ 69,6 GW, dont la majorité est à base de charbon (houille et lignite) (26,5 GW) et de gaz naturel (19,8 GW). Le pays dispose également d'une importante capacité renouvelable : hydraulique (8,0 GW), solaire (6,6 GW), éolienne (4,9 GW) et biomasse (1,1 GW).

La consommation d'électricité a augmenté en tandem de la croissance économique. En 2017, la consommation totale d'électricité était de 240.919 GWh, la demande provenant de l'industrie (34%), des entreprises (31%), des secteurs résidentiel (26%), énergétique (6%) et des transports (3%). La charge de pointe était d'environ 33 GW en 2017, ce qui se produit généralement pendant les mois d'été.

L'Australie exploite deux grands réseaux d'électricité distincts : le Marché National de l'Électricité (*National Electricity Market* ou « NEM ») dans les régions de l'est et du sud et le Marché de Gros de l'Électricité (*Wholesale Electricity Market* ou « WEM ») en Australie Occidentale. Le NEM relie des réseaux de transport et de distribution d'environ 51 GW de capacité de production installée, soit environ 73% de la capacité installée totale de l'Australie.

Les graphiques ci-dessous présentent la répartition de la capacité et de la production en 2017 par technologie :

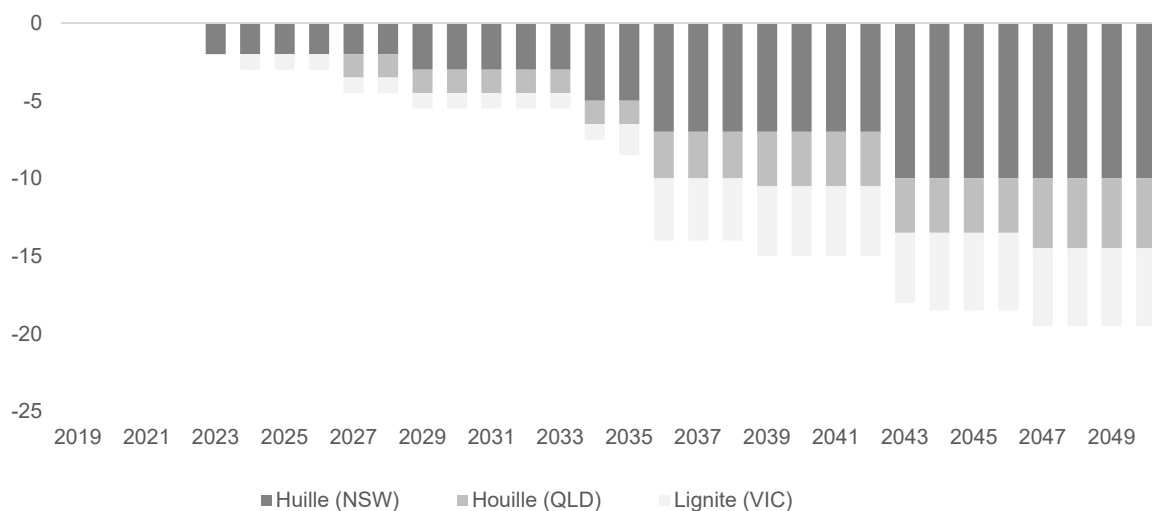


Déclassement progressif des centrales à charbon

Le vieillissement du parc de centrales à charbon (qui sont obsolètes après 50 ans d'exploitation) et les contraintes environnementales liées à leur fonctionnement vont entraîner un déclassement progressif de ces centrales. Il est donc projeté que près de la totalité du parc de centrales à charbon sera démantelée d'ici 2050. À horizon plus court (2030), il est prévu de démanteler près de 7 GW de centrales à charbon sur environ 20 GW existants à la date du présent document de base.

Le graphique ci-dessous présente une projection des déclassements de ces centrales par région : Nouvelle-Galles du Sud (NSW), Queensland (QLD) et Victoria (VIC).

Déclassement cumulé de centrales à charbon (GW)



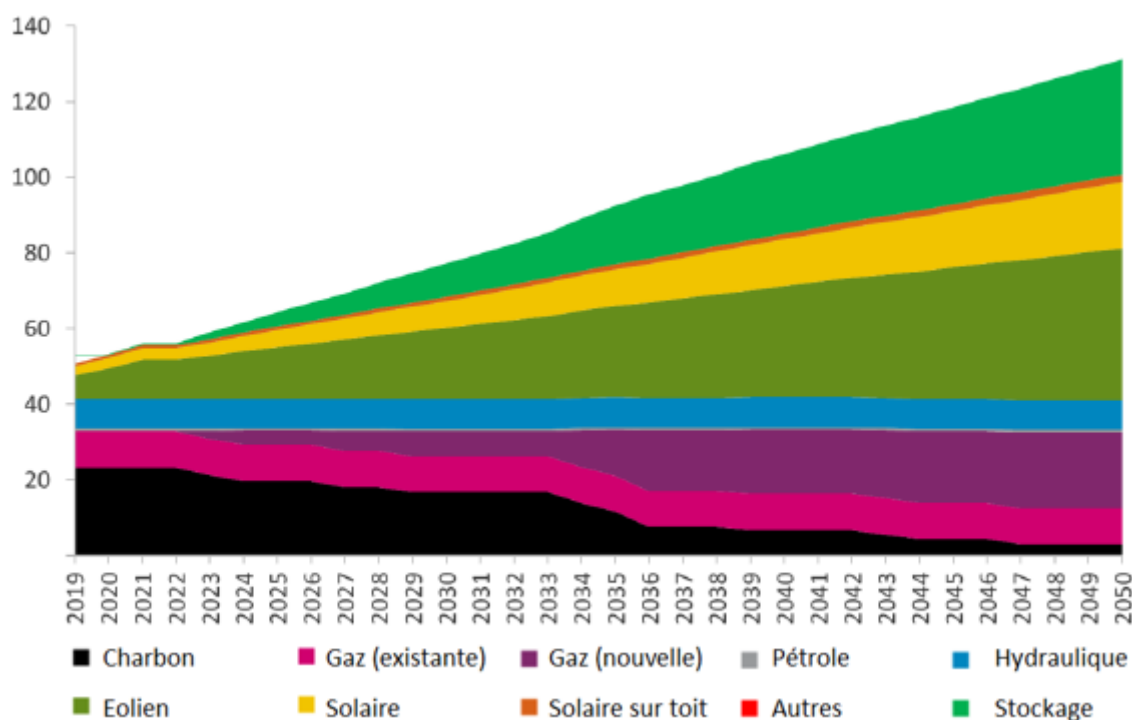
6.4.4.3 Aperçu du marché des énergies renouvelables en Australie

Croissance des énergies renouvelables dans le mix énergétique

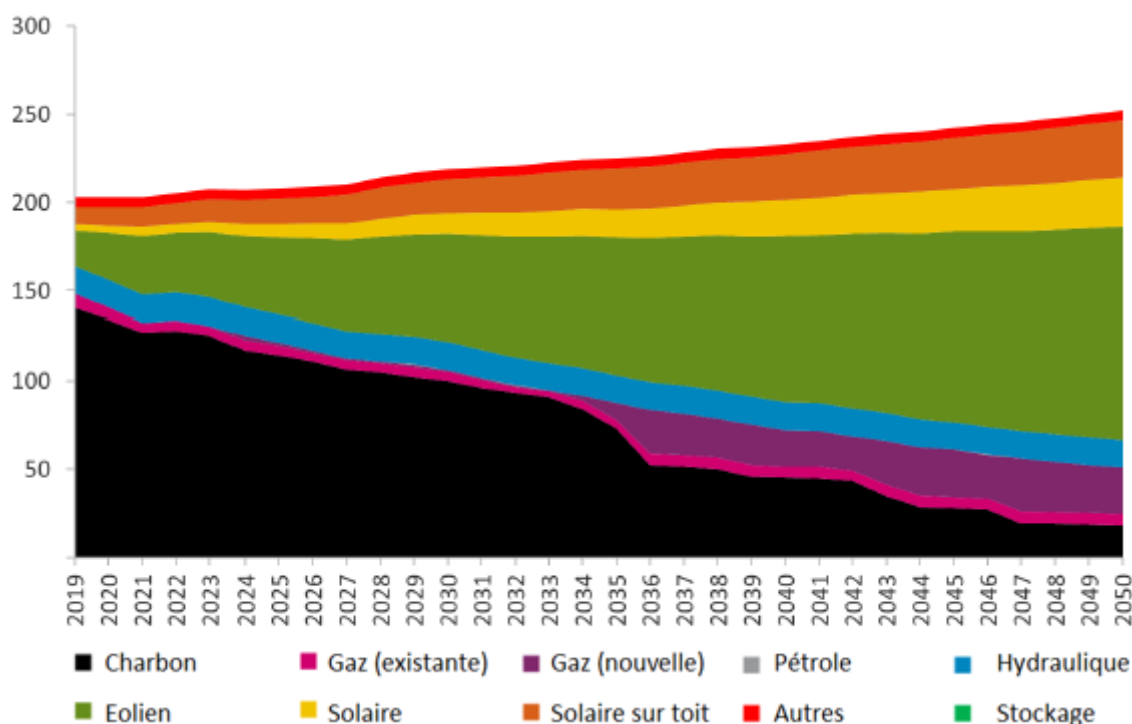
La demande d'électricité devrait croître modérément d'ici 2030 avec un taux de croissance annuel moyen de 0,6% pour atteindre environ 212 TWh en 2030 (par rapport à 196 TWh en 2017). Cette croissance combinée à l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre et au démantèlement de centrales à charbon va provoquer un déséquilibre offre / demande et susciter des besoins accrus en termes de déploiements de nouvelles capacités, y compris renouvelables.

Les graphiques ci-dessous présentent une prévision d'évolution de répartition de la capacité et de la production d'ici à 2050 par technologie.

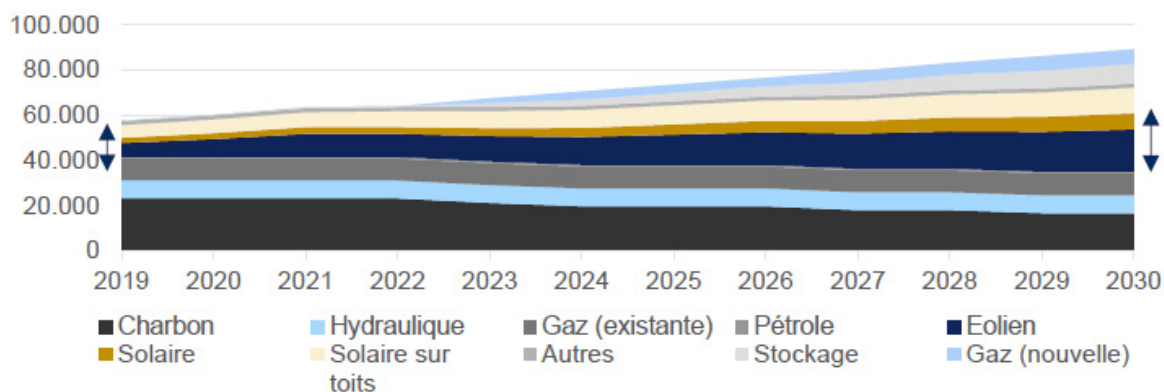
Evolution de la capacité (MW)



Evolution de la production (TWh)



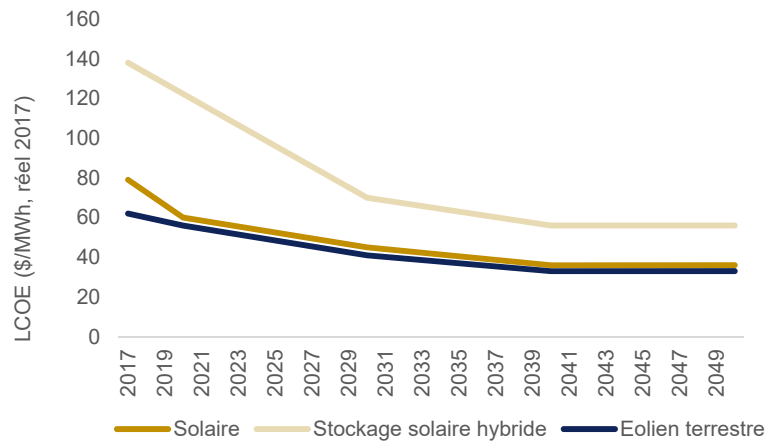
À horizon 2030, les marchés éolien et solaire devraient représenter environ respectivement 20 GW et 5 GW, soit un accroissement de capacités de 10 GW et 3 GW sur la période ou un taux de croissance annuel composé d'environ 5,5% et 7,5%.



Compétitivité de l'énergie solaire et éolienne

Grâce aux mesures incitatives et comme le présente le graphique ci-dessous (source : Clean Energy Australia 2016), le coût actualisé de l'énergie pour des technologies renouvelables est désormais devenu compétitif par rapport à la construction de nouvelles capacités thermiques (au charbon ou au gaz naturel).

Prévisions d'évolution des LCOEs du secteur solaire et du secteur éolien d'ici 2050



6.4.4.4 Paysage concurrentiel

Les trois principaux producteurs d'électricité australiens sont :

- AGL Energy ;
- Origin Energy ;
- EnergyAustralia.

Malgré l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché, ces trois groupes fournissent de l'électricité à plus de 70% des particuliers. Présentes sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, ces entreprises ont augmenté leur part de production nationale de 15% en 2009 à 48% en 2017 (AGL Energy 23%, Origin Energy 15% et EnergyAustralia 8%). Les principaux concurrents du Groupe en Australie dans le secteur du renouvelable sont :

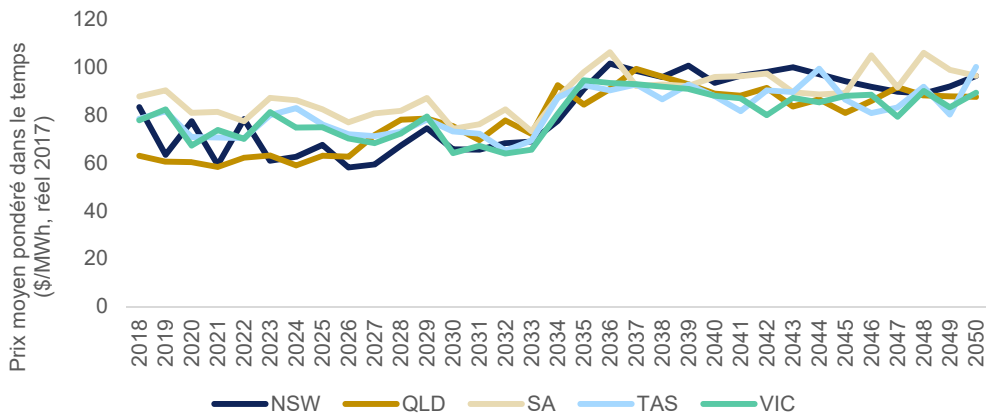
- WindLab (avec plus de 1,4 GW d'éolien terrestre en développement) ;
- Epuron (avec plus de 1,2 GW d'éolien terrestre et 174 MW de solaire en développement) ;
- TILT (avec plus de 1,1 GW d'éolien terrestre et 234 MW de solaire en développement) ;
- RES (avec plus de 1,0 GW de solaire en développement) ;
- CleanGen (plus de 1,0 GW de solaire en développement).

6.4.4.5 Prix de l'électricité / Tarifs

Le prix de l'électricité s'est historiquement situé entre 40 et 60 AUD/MWh sur le marché *spot*, en lien avec le faible coût du charbon et du gaz domestique et une surcapacité de production depuis 2008. Ceci a cependant changé brusquement en 2016 alors que le système électrique a basculé d'une situation de surcapacité à une situation de tension sur le réseau notamment en termes de marge de réserve de capacité. Les prix ont alors augmenté jusqu'à 100 AUD/MWh en moyenne.

Le graphique ci-dessous présente l'historique des prix de l'électricité et des projections pour les principaux réseaux australiens : Nouvelle-Galles du Sud (NSW), Queensland (QSD), Australie-Méridionale (SA), Tasmanie (TAS) et Victoria (VIC).

Prix en AUD/MWh



Cette compression de la marge de capacité entraîne l'augmentation du prix de l'électricité *spot* qui à son tour va soutenir le développement des énergies renouvelables du point de vue de leur compétitivité prix. L'exposition à des prix de marchés élevés par rapport aux prix contractualisés présente dès lors une situation d'upside potentiel pour les projets du Groupe situés en Australie, comme expliqué dans la section 6.4.1 « *Un marché mondial des énergies renouvelables en forte expansion et soutenu par des dynamiques de marché durables* » du présent document de base.

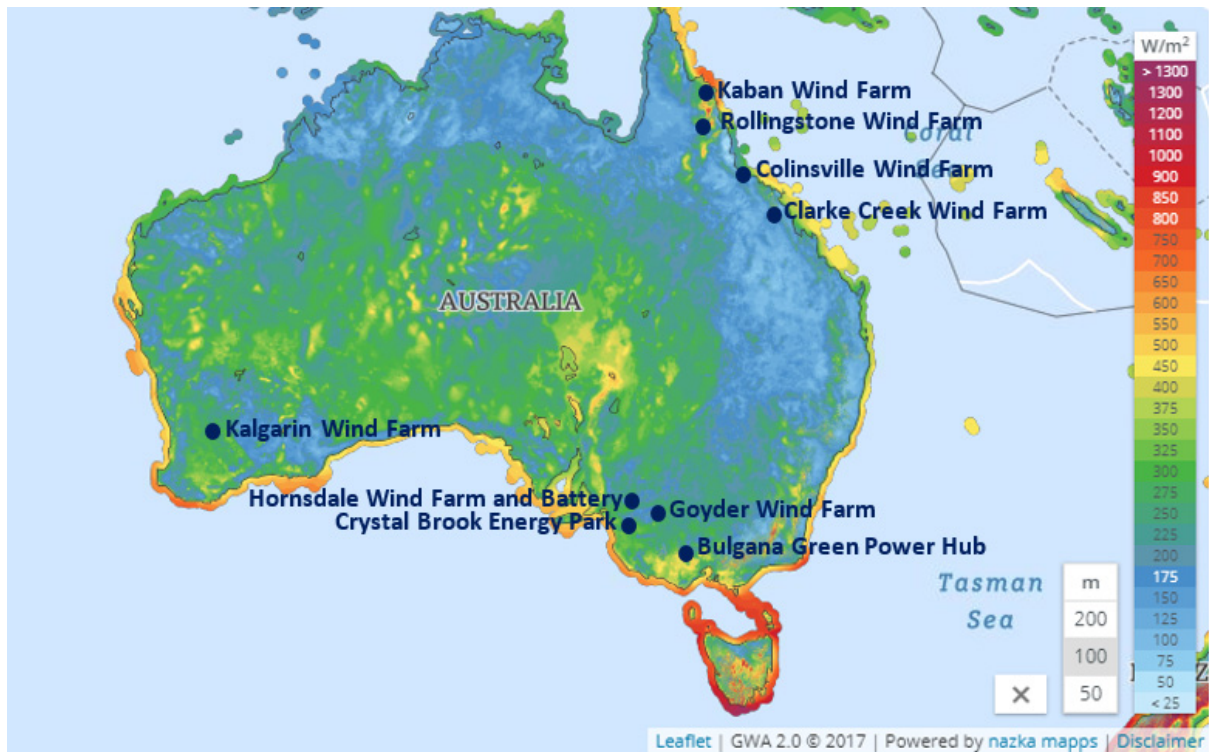
Un marché des contrats privés de vente d'électricité en développement

Pour faire face à ces prix élevés, des entreprises privées et d'autres entités qui ont une consommation électrique importante sont prêtes à contracter leur approvisionnement par le biais de contrats d'achat long-terme auprès de producteurs indépendants. Ces contrats soutiennent notamment des producteurs renouvelables. Telstra, les brasseries Carlton & United et l'université de Nouvelle-Galles du Sud ont par exemple eu recours à de tels contrats en 2017.

6.4.4.6 Ressources solaires et éoliennes en Australie

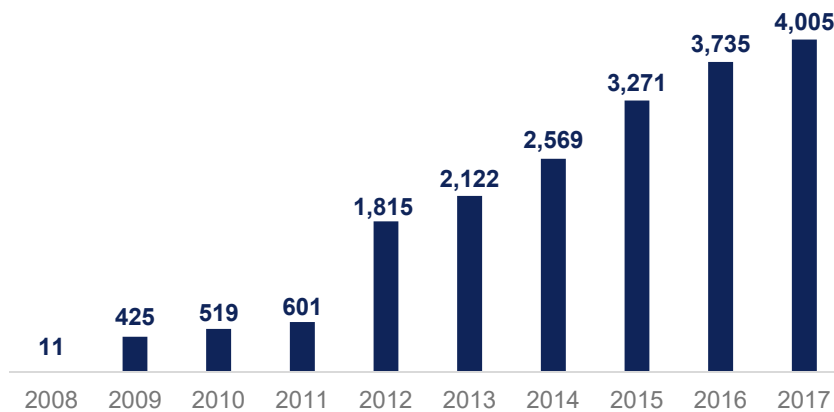
L'Australie dispose de grandes ressources éoliennes et solaires, comparé notamment au reste de la région Asie-Pacifique.

Le potentiel éolien est le plus important dans le sud et l'ouest du pays (Victoria, Nouvelle-Galles du Sud et Australie-Occidentale) avec des vitesses de vent allant jusqu'à 6-8 m/s. La carte ci-dessous présente la répartition géographique de cette ressource (en W/m^2).



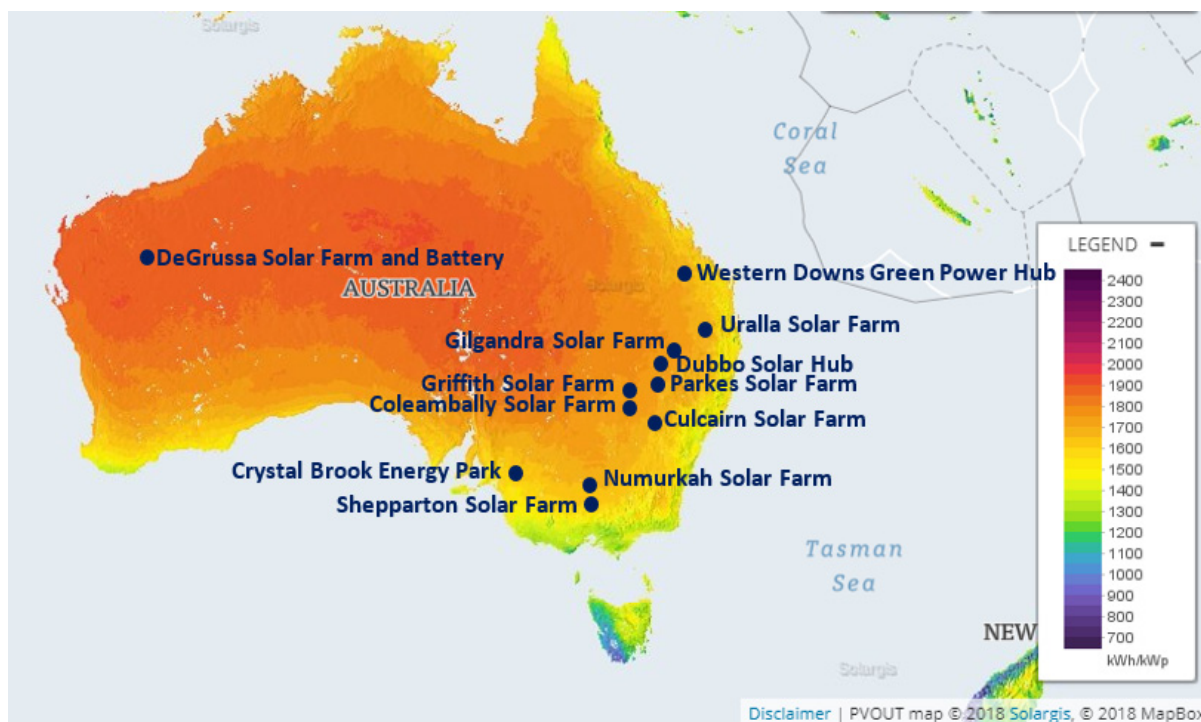
Source : Global Wind Atlas

Evolution historique de la capacité éolienne en Australie en MW



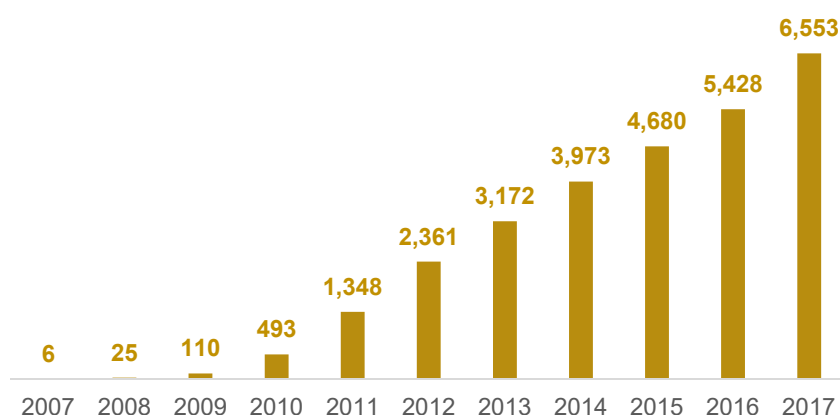
Source : IRENA, Renewable capacity statistics 2018

La meilleure ressource solaire est située dans le centre et le nord-ouest de l’Australie, loin de la majorité de la demande qui se situe dans le sud-est. Il existe cependant de bonnes ressources (comprises entre 1.600 et 2.000 kWh/kWc) dans une grande partie du pays. La carte ci-dessous illustre le fort potentiel en matière de production d’énergie photovoltaïque de l’Australie.



Source : Global Solar Atlas

Evolution historique de la capacité solaire en Australie en MW



Source : IRENA, Renewable capacity statistics 2018

6.4.4.7 Le marché du stockage d'électricité en Australie

Le marché du stockage en Australie s'est développé rapidement au cours des deux dernières années, principalement en raison des contraintes de fiabilité sur le réseau australien et de la pénétration des énergies renouvelables. L'Australie n'a actuellement pas d'objectif de déploiement d'actifs de stockage, mais le passage du marché de l'énergie en 2021 à des créneaux de règlement de 5 minutes et l'instauration d'un nouveau produit service de réponse rapide devraient soutenir la rentabilité des actifs de stockage. Le stockage par batterie représente actuellement une capacité de 208 MW, avec des projets tels que Hornsdale Power Reserve (100 MW), le parc solaire et de stockage de Gannawarra (25 MW) et le Bulgana Green Power Hub (20 MW). Avec la croissance de la production solaire sur toiture, l'AEMO, gestionnaire du réseau australien, prévoit que le stockage par batteries domestiques et à petite échelle augmentera de 120 MW aujourd'hui à environ 4 GW d'ici 2030.

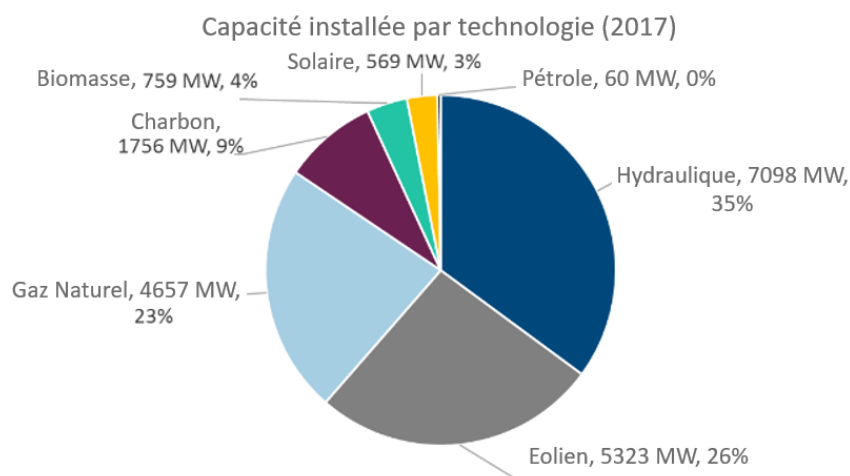
6.4.5 Marché portugais des énergies renouvelables

6.4.5.1 Contexte macro-économique

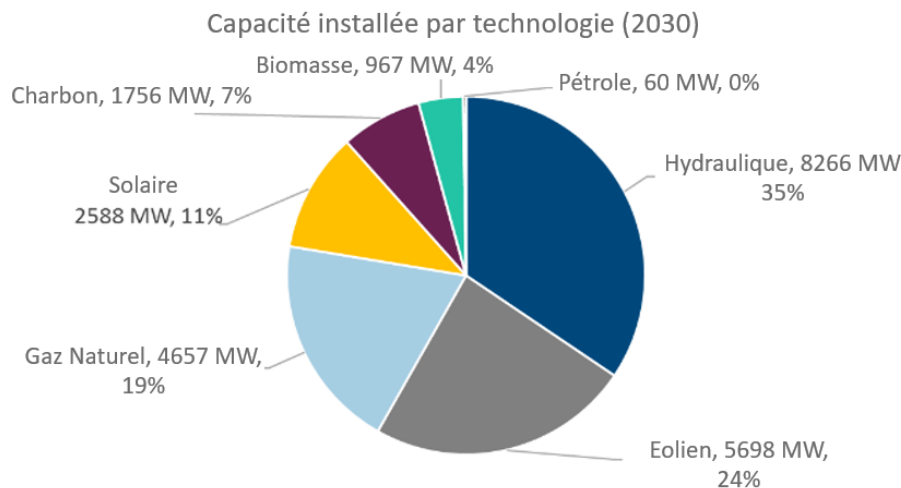
Les secteurs clés de l'économie portugaise comprennent les secteurs de l'industrie et des services qui contribuent à hauteur de 22% et de 76% au PIB en 2016. En 2016, le PIB du Portugal s'est élevé à 205,18 milliards de dollars, avec un taux de croissance du PIB de 1,6%. Cette tendance devrait s'accroître, avec une croissance du PIB de plus de 2% pour 2018 et 2019, soutenue par la mise en œuvre de plusieurs réformes de marché, un commerce extérieur favorable et une croissance de la demande sur le marché intérieur. En 2016, la population du Portugal était de 10,33 millions d'habitants, avec un taux de croissance négatif de -0,3% en 2016, selon la Banque mondiale. L'activité d'investissement est stimulée par une augmentation de l'absorption des fonds structurels de l'UE en 2018, une solide augmentation de la consommation, reflétant une forte croissance de l'emploi. Il est prévu que la politique fiscale soit légèrement expansionniste en 2018 avant de devenir neutre en 2019, selon l'OCDE.

6.4.5.2 Aperçu du marché de l'électricité au Portugal

La demande d'électricité au Portugal est passée de 36 TWh en 2006 à 50 TWh en 2017 (3% par an) (source : ENTSO-E, CIA). En 2017, la capacité installée de production d'électricité était de 20 GW et la production totale de 53 TWh (3 TWh au-dessus de la demande nationale). Le mix énergétique est dominé par les énergies renouvelables, les principales technologies étant l'hydraulique (35%) et l'éolien (26%) (source : GlobalData). 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. En 2017, l'éolien, le gaz et le charbon représentaient chacun 23 à 28% de la production totale, suivis de l'hydraulique à 14%.



D'ici 2030, la part de la capacité solaire photovoltaïque devrait passer de 3% à 11%, tandis que la part de l'éolien, du gaz et du charbon dans la capacité totale devrait diminuer à 24%, 19% et 7%, respectivement (source : GlobalData).



Le Portugal et l'Espagne sont intégrés dans un marché unique de gros, le *Mercado Ibérico de Electricidade* (MIBEL). Ce marché est géré par l'OMIE pour le marché *spot* et l'OMIP pour le marché à terme. Le couplage du marché ibérique avec la région de l'Europe du Nord-Ouest (NWE) a été réalisé en 2014 et fonctionne avec succès depuis lors (source : MIBEL, ERSE).

Le gestionnaire du réseau de transport est le *Redes Energéticas Nacionais* (« REN »). Le REN est responsable de l'exploitation et de la maintenance du réseau de transport, de la gestion technique du réseau électrique, de la sécurité d'approvisionnement et de la coordination avec l'Espagne. EDP Distribuição détient environ 99% du réseau de distribution d'électricité au Portugal continental et est le gestionnaire du réseau de distribution, réglementé par l'ERSE.

Le Portugal est bien interconnecté avec l'Espagne, dans la mesure où la capacité d'interconnexion atteint l'objectif de 10% de l'UE. Un projet en cours dans le nord du Portugal permettra d'étendre l'interconnexion dans le nord, de Minho vers la Galice, et d'augmenter la capacité d'échange entre l'Espagne et le Portugal à plus de 3.200 MW. Cette capacité permettra l'intégration complète du marché ibérique de l'électricité (source : REE).

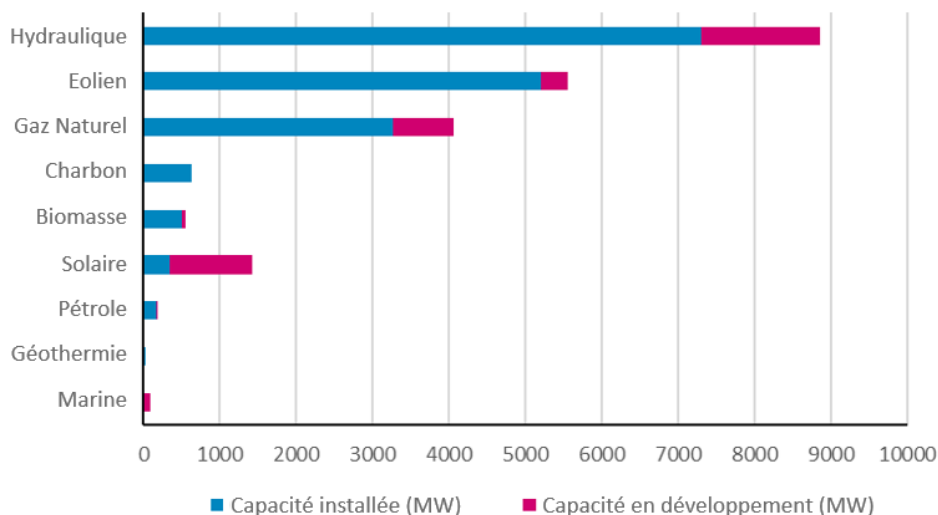
6.4.5.3 Aperçu du marché des énergies renouvelables au Portugal

Le secteur de l'électricité au Portugal a fait l'objet de plusieurs réformes dans le cadre du programme d'assistance financière de l'Union européenne. 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. Les anciennes entreprises publiques ont été privatisées au cours de ce processus de libéralisation. Actuellement, les marchés de gros et de détail restent concentrés avec quatre grandes entreprises (EDP, REN Trading, Iberdrola, Endesa), EDP étant le plus grand acteur avec une part de marché supérieure à 40% de la consommation totale, étant toutefois précisé que le nombre de clients changeant de fournisseur est en augmentation (source : Commission européenne, ERSE). Le marché libéralisé représentait plus de 93% de la consommation totale du Portugal en 2017 (source : ERSE, Commission européenne).

La production d'électricité est ouverte à la concurrence et comporte deux régimes juridiques : le régime général et le régime spécial. La production sous le régime général concerne l'électricité produite à partir de sources traditionnelles non renouvelables et les grandes centrales hydrauliques. La production sous le régime spécial concerne la cogénération biomasse et l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Toutefois, la production est principalement concentrée entre quatre grands producteurs (EDP, REN Trading, Iberdrola, Endesa), EDP, ancienne entreprise publique, étant la plus grande entreprise (source : REN, Commission européenne).

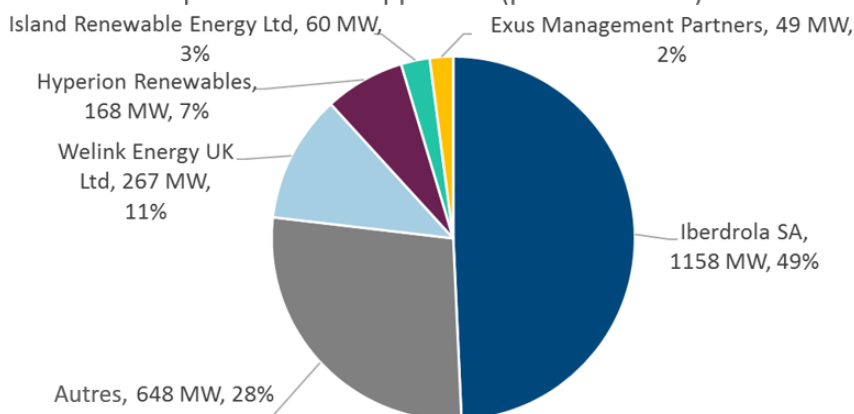
Le *pipeline* de projets d'installations électriques au Portugal comprend 800 MW d'installations au gaz, 1,6 GW d'installations hydrauliques, 1,1 GW d'installations photovoltaïques et 345 MW d'installations éoliennes (source : GlobalData).

Capacité installée et en développement (2017 - 2030)



Il n'y a actuellement aucune centrale thermique de grande envergure dans le *pipeline* de projets, à l'exception du projet Sines Combined Cycle Power Station, actuellement arrêté, appartenant à Galp Energia SGPS SA et Engie (capacité totale de 800 MW) et d'une petite centrale pétrolière aux Açores (10 MW). Les plus grands projets hydrauliques à venir et en construction au Portugal sont la centrale de Gouveas, propriété d'Iberdrola SA, d'une capacité de 880 MW et dont la mise en service est prévue en 2021. Iberdrola développe deux autres projets hydrauliques : le projet Alto Tamega et la centrale de Daivoes d'une capacité prévue de 160 et 118 MW (source : GlobalData).

Capacité en développement (par actionnaire)



Deux grands projets solaires photovoltaïques sont en cours de développement : le Solara 4 Vaqueiros Solar PV Park, propriété de Welink Energy UK Ltd, d'une capacité de 221 MW, qui est en construction, et le parc solaire photovoltaïque Ourique ISDC, d'une capacité de 300 MW, qui est actuellement en phase d'obtention des permis. Quinze autres centrales solaires photovoltaïques, d'une capacité de 20 à 50 MW chacune, sont en cours de développement. Deux grands projets éoliens terrestres sont en cours de développement (actuellement en phase d'obtention des permis) à Lousa (60 MW) et Batalha (20 MW). Lousa appartient à Island Renewable Energy Limited et Batalha à Eneolica, et les dates de début des opérations de commercialisation pour ces deux projets ne sont pas encore prévues. Un grand projet

éolien *offshore*, Windfloat (phase 1 : 24,5 MW, phase 2 : 150 MW), est en cours de développement par WindPlus SA et appartient à un groupe international d'entreprises du secteur de l'énergie (Chiyoda Corporation ; Diamond Generating Europe Limited ; EDP Renovaveis SA ; Engie SA ; Marubeni Corporation ; Principle Power Inc ; Repsol SA) (source : GlobalData).

6.4.5.4 Paysage concurrentiel

Les principaux développeurs d'énergie renouvelable au Portugal sont :

- Energias de Portugal SA (6.600 MW en exploitation, 318 MW en développement) ;
- Iberdrola SA (180 MW en exploitation, plus de 1150 MW en développement) ;
- Eneop Eolicas de Portugal (454 MW en exploitation, plus de 550 MW en développement) ;
- Grupo Generg (123 MW en exploitation, plus de 440 MW en développement) ;
- EDIA (15 MW en exploitation, plus de 520 MW en développement) ;
- Neoen (22 MW en exploitation, 36 MW en développement).

6.4.5.5 Prix de l'électricité / Tarifs

Historiquement, les tarifs de détail de l'électricité au Portugal ont généralement été légèrement supérieurs à la moyenne de l'UE à 28. En 2017, le tarif résidentiel moyen était de 228 €/MWh, supérieur à la moyenne européenne de 205 €/MWh. Actuellement, une part d'environ 20% des consommateurs résidentiels sont assujettis à des tarifs réglementés. Les tarifs réglementés sont en cours de disparition progressive, le gouvernement visant à limiter les tarifs réglementés à un segment négligeable de la population d'ici 2020.

À la suite de la crise économique de 2008, le secteur énergétique au Portugal a connu un déficit substantiel, car les tarifs de détail ont été fixés à des niveaux inférieurs aux coûts d'approvisionnement en électricité (y compris les subventions). L'objectif du gouvernement est d'éliminer la dette tarifaire d'ici 2020 grâce à une concurrence accrue sur le marché et à une répartition plus équilibrée de l'excédent économique provenant de la production, du transport et de la fourniture d'électricité.

Pour les installations existantes, le montant du tarif d'achat obligatoire dépend de la source d'énergie produite. Lorsque la loi ne spécifie pas de tarif d'achat obligatoire pour une technologie individuelle, le montant du paiement peut être calculé à l'aide d'une formule.

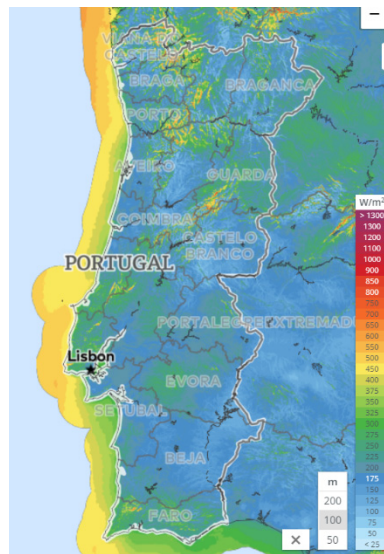
Pour les centrales hydrauliques traditionnelles existantes (jusqu'à 10 MW), le tarif moyen indicatif est de 91-95€ par MWh. Pour l'éolien, le tarif moyen indicatif pour les installations existantes est de 74-75€ par MWh. Pour le solaire, le tarif moyen indicatif pour les installations existantes est de € 257/MWh. Pour les installations photovoltaïques à concentration existantes d'une capacité allant jusqu'à 5 MW, le tarif moyen indicatif est de 380 €/MWh. Pour les installations existantes d'énergie solaire concentrée (CSP) d'une capacité inférieure ou égale à 10 MW, le tarif moyen indicatif est de 267-273/MWh. Pour les centrales biomasse existantes, le tarif moyen indicatif est de 119€/MWh pour la biomasse forestière et de 102 à 104€/MWh pour la biomasse animale. Pour les installations de biogaz, le prix se situe entre 102-117€/MWh selon le type et pour les petites unités de production, il est de 90% du tarif de référence (le tarif de référence est de 95€/MWh en 2017).

Aucune procédure d'appels d'offres initiée par le gouvernement et destinée aux installations de production à grande échelle n'a été lancée sur le marché portugais à ce jour, et de multiples parties prenantes préconisent la nécessité d'introduire de telles procédures afin d'atteindre les objectifs du Portugal en matière d'énergies renouvelables.

Des prix élevés et soutenus sur le marché *spot* portugais (la moyenne annuelle en 2017 était de 52,48€/MWh) pourraient favoriser le développement de projets d'énergies renouvelables ayant une forte composante marchande. Toutefois, les contrats de vente d'électricité privés pourraient offrir une solution de rechange au marché *spot* pour les développeurs. En janvier 2018, la société locale Hyperion a signé un tel contrat de 10 ans avec Axpo Iberia pour un parc solaire de 29 MW en Alentejo. Ce projet d'énergie renouvelable non subventionné est le premier du genre sur le marché portugais et pourrait indiquer la direction que prendra le marché dans les années à venir.

6.4.5.6 Ressources solaires et éoliennes au Portugal

En général, les ressources éoliennes sont relativement faibles au Portugal, avec des niveaux oscillant entre 100 et 350 W/m². Les zones qui possèdent des ressources éoliennes plus importantes se trouvent le long des côtes centrale et méridionale, avec des niveaux supérieurs à 350, atteignant jusqu'à 500 W/m².



Source : *Wind resource map, Power Density at 100m Global Wind Atlas*

Les ressources solaires sont relativement élevées au Portugal, avec des niveaux d'ensoleillement assez conséquents sur l'ensemble du pays. Les niveaux les plus élevés se trouvent le long de la frontière sud avec l'Espagne à environ 1.600-1.700 kWh/kWc, avec des endroits atteignant 2.000 kWh/kWc. Les zones présentant le moins de ressources solaires se trouvent sur la côte au nord-ouest avec des niveaux d'environ 1.300-1.200 kWh/kWc.



Source : *Wind resource map, Power Density at 100m Global Wind Atlas*

6.4.6 Marché du Salvador des énergies renouvelables

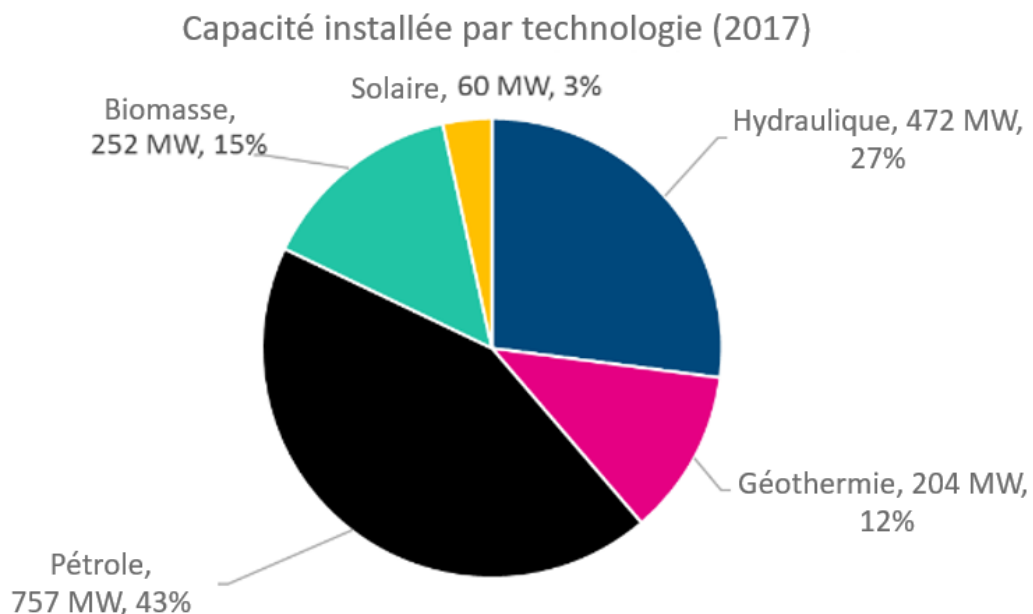
6.4.6.1 Contexte macro-économique

L'économie du Salvador a connu une croissance moyenne de 1,9% entre 2010 et 2017, atteignant 27,7 milliards de dollars US en 2017 avec une croissance du PIB réel de 2,1%. Le PIB par secteur est notamment réparti entre les services (64,9%), l'industrie (24,6%) et l'agriculture (10,6%), l'industrie vestimentaire représentant la part la plus importante des exportations (30,3%). La population a atteint 6,34 millions d'habitants en 2016 et 98,6% de la population ont accès à l'électricité dans les zones urbaines et rurales (source : Banque mondiale).

6.4.6.2 Aperçu du marché de l'électricité au Salvador

Le pays est le premier producteur d'énergie géothermique d'Amérique Centrale. En 2017, la capacité totale installée au Salvador était de 1.826 MW, répartis en 553 MW de capacité hydraulique, 204 MW de capacité géothermique, 757 MW de capacité thermique, 252 MW de capacité biomasse et 60 MW d'énergie solaire. La consommation d'électricité en 2017 était de 6.562 GWh et le pic de demande de 1.081 MW. La disponibilité limitée de l'hydraulique pendant la saison sèche (décembre-mai), ainsi que l'interconnectivité du Salvador et les prix élevés de la production à partir du pétrole ont contribué à la position du pays en tant qu'importateur net d'électricité, avec 1.585 GWh d'électricité importée des pays voisins en 2017 (source : CNE).

Selon le CNE, la demande d'électricité devrait croître à un rythme de 2,2% par an à partir de 2017, pour atteindre 7.964 GWh (+23%) en 2030, avec un pic de demande de 1.511 MW (+40%). Cette augmentation prévue est conforme à la croissance précédente de 3% de la consommation d'électricité entre 2000 et 2014, qui résultait à la fois de la croissance du secteur commercial et de l'amélioration de l'accès à l'électricité (qui était de 84% de la population en 2000).

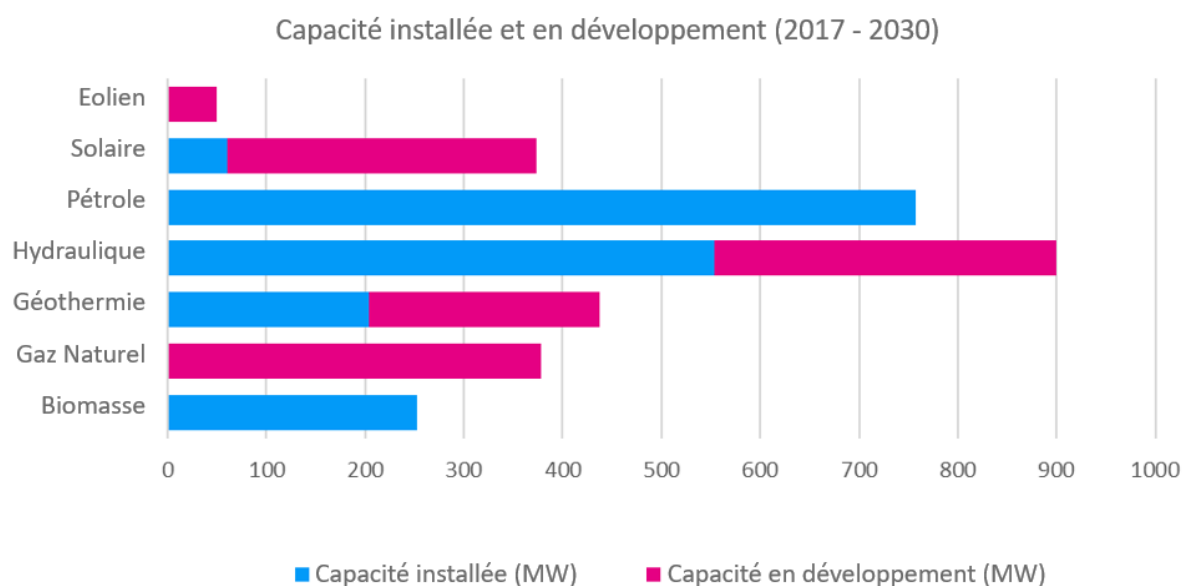


La production d'énergie hydraulique, biomasse et géothermique répond actuellement à 50% de la demande, le reste provenant du pétrole et des importations (source : SIGET). Dans le but de diversifier l'approvisionnement énergétique, le Salvador commencera à importer du gaz naturel liquéfié en 2019 (source : CentralAmericaData), remplaçant ainsi la majeure partie de sa production d'électricité à partir

du pétrole. La première usine à gaz sera mise en service la même année. Les principales centrales électriques prévues en 2018 sont énumérées ci-dessous (source : GlobalData).

Nom	Type	Capacité totale	Propriétaire	Statut	Année de mise en service
Acajutla Flexicycle	Gaz	355 MW	Energia del Pacifico	Obtention des permis	2020
El Cimarron	Hydraulique	260 MW	CEHRL	Obtention des permis	2023
Ozatlan Solar Park	Solaire	68 MW	Neoen SAS	Obtention des permis	2019
El Chaparral	Hydraulique	67, 4 MW	CEHRL	En construction	2018
Chinameca	Géothermal	50 MW	CEHRL	Obtention des permis	2019
Guajoyo Wind Farm	Éolien	50 MW	Tracia Network Corp	Obtention des permis	2020

Le tableau suivant illustre la capacité totale installée et en cours de développement d'ici 2030 par technologie (source : Global Data).



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 installée du pays (source : SIGET). Viennent ensuite Duke Energy avec 18% (Thermique) et LaGeo avec 11% de la capacité, contrôlée par la CEL et détenant la totalité de la capacité géothermique.

L'électricité peut être vendue sur le marché *spot* ou dans le cadre de contrats à long terme. Les producteurs qui offrent leur électricité sur le marché *spot* sont également rémunérés pour la capacité

électrique disponible par le biais d'une « rémunération de capacité ferme », payée en fonction de leur capacité disponible probable sur une période mensuelle. Le taux en 2016 était de 7.800 dollars US par MW par mois sur la base d'une turbine à gaz optimale. Si le pic de demande est inférieur à la capacité ferme, la rémunération est proportionnelle au pic de demande et ce, de façon égale pour tous les producteurs. Les énergies renouvelables ont également le droit de recevoir des paiements au titre de la capacité ferme, mais ceux-ci sont calculés en fonction de la puissance annuelle produite au cours de l'année où la disponibilité d'entrée est la plus faible. De plus, les producteurs qui vendent leur électricité dans le cadre d'un contrat de vente d'électricité n'ont pas droit à la rémunération de capacité ferme.

La société de transport publique Empresa Transmisora de El Salvador (Etesal) est responsable de l'exploitation, de l'entretien et de l'expansion du réseau de transport.

Cinq grandes entreprises de distribution fournissent de l'électricité aux utilisateurs finaux. Ensemble, elles ont assuré plus de 99% des ventes d'électricité en juin 2017 :

- CAESS (34%) ;
- AES – CLESA (22%) ;
- Delsur (21%) ;
- EEO (17%) ;
- Deusem (4%).

Delsur appartient à la compagnie colombienne EPM, les autres fournisseurs sont contrôlés par la société américaine AES Corporation.

En juin 2017, 17 fournisseurs d'électricité au Salvador, appelés « *electricity marketers* », achètent de l'électricité sur le marché *spot* pour la vendre à tout autre agent du marché sur le marché régional, y compris les utilisateurs finaux. Ils sont à la fois soumis aux règles de marché régionales et nationales. Les producteurs Cassa (Thermique), CEL (Hydraulique) et LaGeo (Géothermique) ont également des entités d'approvisionnement.

6.4.6.3 Aperçu du marché des énergies renouvelables au Salvador

Avant 2012, la pénétration des énergies renouvelables sur le marché du Salvador se limitait à la capacité solaire photovoltaïque résidentielle, installée sur les bâtiments gouvernementaux, les écoles et les universités et ce, malgré une incitation gouvernementale pour les développeurs d'énergies renouvelables à partir de 2007, sous la forme d'exonérations d'impôt sur le revenu de 5 à 10 ans et d'exonération d'impôt sur l'importation de 10 ans pour les machines et équipements.

À partir de 2012, une série de procédures publiques d'appels d'offres a été lancée pour le développement de nouvelles capacités de production. La première procédure en décembre 2012 visait exclusivement les projets de gaz naturel et de charbon. Un seul projet de Pacific Energy a remporté l'appel d'offres pour une centrale électrique à cycle combiné au gaz de 355 MW, au prix de 119,99 dollars US par MWh.

Une première série de procédures publiques d'appels d'offres destinées aux énergies renouvelables a eu lieu en 2013 et visait exclusivement les petits projets d'énergie renouvelable. La capacité totale attribuée et les prix moyens de l'offre étant les suivants :

- Petites centrales hydrauliques : 0,495 MW, 161,75 dollars US par MWh ;
- Centrales solaires photovoltaïques : 14,36 MW, 181,79 dollars US par MWh ;

- Biogaz : 0,65 MW, 228,00 dollars US par MWh.

Une deuxième série de procédures publiques d'appels d'offres destinées aux énergies renouvelables a été lancée en 2014 par Delsur et CNE (Delsur agissant en tant qu'unique fournisseur d'électricité de l'appel d'offres). Bien que la procédure visait un contrat de vente d'électricité de 20 ans pour 60 MW d'énergie solaire photovoltaïque et 40 MW d'énergie éolienne, les promoteurs éoliens ont fait une offre plus élevée que le prix plafond (165,53 dollars US par MWh). En conséquent, seuls les projets solaires ont remporté la procédure, soit au total 4 parcs solaires pour un total de 94 MW :

- Solar Reserve: 20 MW (US\$125.37 US\$/MWh) ;
- Projet La Trinidad: 8 MW (US\$123.88 US\$/MWh) + 6 MW (US\$123.98 US\$/MWh) ;
- Providencia Solar: 75,4 MWc (US\$101.9 US\$/MWh). Une capacité supplémentaire de 25,4 MWc a été négociée dans le cadre d'un contrat de vente d'électricité distinct directement avec Delsur.

Une troisième série de procédures publiques d'appels d'offres destinées aux énergies renouvelables a eu lieu en janvier 2017, attribuant 170 MW de capacité éolienne et solaire photovoltaïque dans le cadre de contrats de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec Delsur comme seul acheteur d'électricité. Les prix plafonds ont été fixés à 105,30 dollars US par MWh pour l'éolien et 113,14 dollars US par MWh pour le solaire :

- 50 MW d'énergie éolienne ont été attribués à un projet par Tracia Networks, un consortium régional, au prix de 98,78 dollars US par MWh.
- 119,9 MW de solaire ont été attribués aux quatre projets suivants avec un prix moyen pondéré de 51,48 dollars US par MWh (prix inférieur de 47,30 dollars US MWh à celui de l'offre gagnante pour l'éolien) :
 - o Le Groupe a obtenu deux projets de 50 MWac au prix de 49,55 dollars US MWh ;
 - o Asocio Ecosolar (Sybac) a obtenu un projet de 9,9 MWac au prix de 54,98 dollars US MWh ;
 - o Sonsonate Energia (Real Infra) a obtenu un projet de 10 MWac au prix de 67,24 dollars US MWh.

Les résultats de ces procédures placent Neoen comme premier développeur de projets d'énergies renouvelables au Salvador et dans le top 5 en termes de capacité attribuée, devant Tracia Networks, Solar Reserve, Proyecto La Trinidad et Sonsonate Energia.

La baisse rapide des prix des projets éoliens et solaires devrait se poursuivre dans les procédures futures, reflétant la chute des prix des technologies utilisées. Cet écart de prix est particulièrement important entre le prix de 119,99 dollars US par MWh proposé par la centrale électrique à cycle combiné au gaz en 2012 et les prix des projets solaires de moins de 50 dollars US par MWh, seulement 5 ans plus tard.

6.4.6.4 Paysage concurrentiel

A la date du présent document de base, les principaux développeurs de projets d'énergie renouvelable au Salvador sont les suivants :

- Neoen (136 MW de projets solaires photovoltaïques) ;
- AES (103 MW de projets solaires photovoltaïques) ;

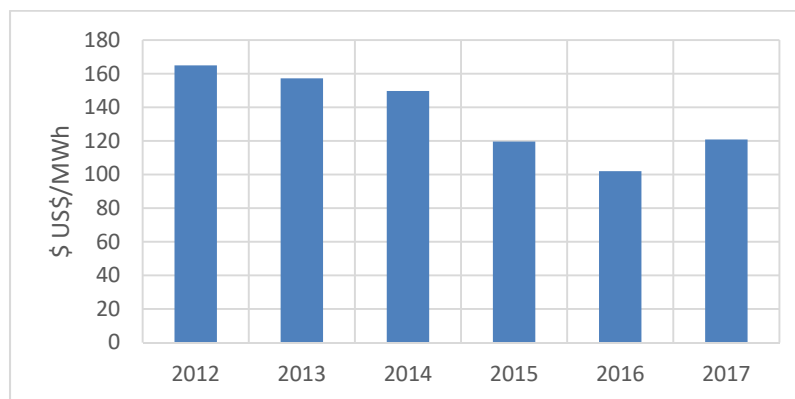
- Tracia Network Corp (50 MW de projets éoliens) ;
- SolarReserve (20 MW de projets solaires photovoltaïques).

Le Salvador est interconnecté électriquement avec le Guatemala à l'ouest et le Honduras à l'est.

6.4.6.5 Prix de l'électricité / Tarifs

La production d'électricité à partir du pétrole fixe normalement les prix de gros, en tant que centrale marginale du système du point de vue des coûts de production. Par conséquent, les prix de gros au Salvador sont normalement liés aux prix mondiaux du pétrole. Le prix moyen du marché entre juillet 2016 et juin 2017 était de 92,5 dollars US par MWh (source : SIGET). 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, poussant l'industrie pétrolière hors des zones de compétitivité en période de forte production. Cette tendance devrait se poursuivre avec une pénétration accrue des énergies renouvelables et l'introduction de la production au gaz à partir de 2019.

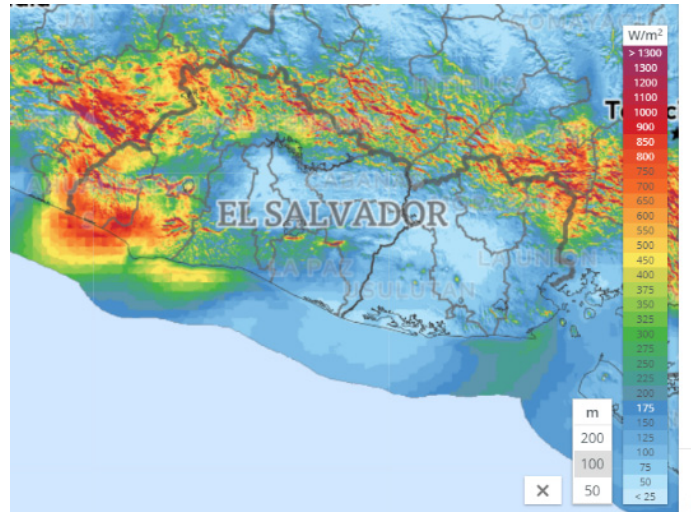
Prix moyen du marché de gros de l'électricité au Salvador



En raison de la dépendance des prix de l'électricité par rapport aux prix mondiaux du pétrole, les prix de détail résidentiels ont toujours été volatils. En 2011, les prix ont augmenté à plus de 220 dollars US par MWh, et dans les années suivantes ont chuté considérablement, atteignant 153 dollars US par MWh en 2016 (source : SIGET).

6.4.6.6 Ressources solaires et éoliennes au Salvador

Les ressources éoliennes sont relativement faibles au Salvador, mais on trouve des densités éoliennes élevées dans la région ouest et à la frontière nord du pays, atteignant des niveaux allant jusqu'à 900 W/m².



Source : Global Wind Atlas

Les ressources solaires sont très élevées au Salvador, en particulier dans les vallées, avec un niveau moyen atteignant 1.900 kWh/kWc.



Source : Global Solar Atlas

6.4.7 Marché des énergies renouvelables en Zambie

6.4.7.1 Contexte macro-économique

L'économie de la Zambie dépend grandement du cuivre, seul produit important d'exportation. Le métal est surtout extrait dans le nord-ouest du pays, la « Ceinture du cuivre ». Après une période d'incertitudes du fait de la variation des prix des matières premières, la croissance du PIB a repris en 2017 avec une croissance réelle de 4% avec des prix du minerai qui ont augmenté. En 2017, le PIB a atteint 25,6 milliards de dollars américains, dont 59% ont été produits par le secteur tertiaire, 35,6% par l'industrie et 5,4% par l'agriculture (source : CIA). En 2016, les produits les plus exportés étaient le cuivre brut (\$2,8 Md), le cuivre raffiné (\$1,57 Md), les pierres précieuses (\$179m), le tabac brut (\$174m) et le maïs (\$101m).

La population de la Zambie est estimée à 67,1 millions d'habitants (2017) (source : CIA), et la consommation finale d'électricité en 2016 était de 10.858 GWh, la demande provenant de l'industrie (60%, surtout des mines), et du secteur résidentiel (30%) (source : Commission de régulation de

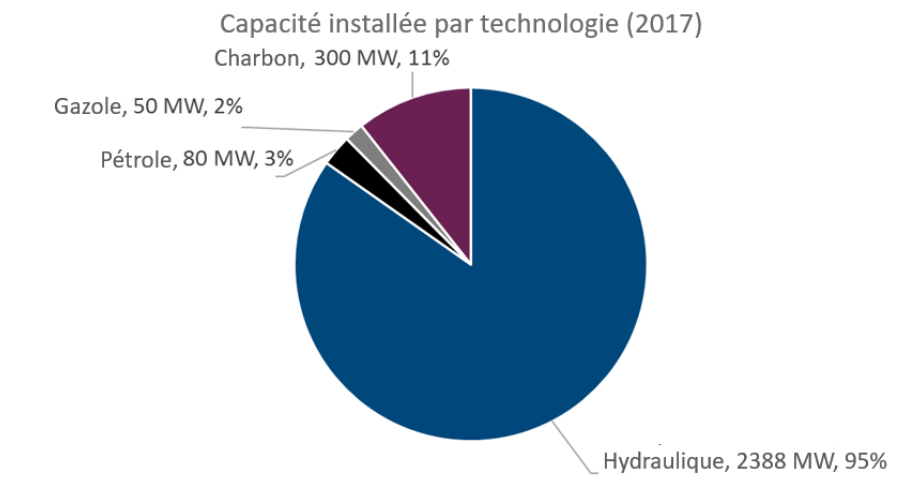
l'énergie (*Energy Regulation Board* ou « ERB »)). Le taux d'accès à l'électricité était de 27,2% de la population totale en 2016, avec un taux de 62% dans les zones urbaines et de 3% dans les zones rurales selon la Banque mondiale. Par conséquent, la Zambie était en 2016 le 15^{ème} pays le moins électrifié dans le monde. La *Rural Electrification Authority* (REA) a été créée en 2003 pour fournir des infrastructures d'accès à l'électricité dans les zones rurales, visant à augmenter le taux d'accès dans ces zones à 51% en 2030.

6.4.7.2 Aperçu du marché de l'électricité en Zambie

La Zambie fait partie de la *Southern Africa Power Pool* (« SAPP »), une coopération entre les entreprises nationales d'électricité de 12 pays : Angola, Botswana, République Démocratique du Congo (RDC), Lesotho, Malawi, Mozambique, Namibie, Afrique du Sud, Swaziland, Tanzanie, Zambie et Zimbabwe, qui ont une capacité installée totale de 67,2 GW. Le mix énergétique de la SAPP est composé à 62% de charbon, 21% d'hydraulique, 8% d'autres énergies renouvelables, 6% de pétrole et gaz, et 3% de nucléaire ; la génération par voie thermique est située surtout dans le sud de la région tandis que la génération par voie hydraulique est située dans le nord. La seule centrale nucléaire est située en Afrique du Sud. La Zambie a un rôle important, en tant qu'exportateur de charge de base, importateur durant les heures de pointe, et constitue un pays clef dans l'interconnexion géographique en général.

La Zambie a une capacité installée de 2.827 MW en 2017, dont la majorité provient de l'hydraulique (2.388 MW), récemment accompagnée d'une nouvelle centrale à charbon (300 MW), puis du diesel et du pétrole lourd (respectivement 88 MW et 50 MW) (source : ERB). Cependant, la capacité disponible est souvent bien plus faible, notamment durant les années sèches. La sécheresse de 2014-2015 a été à l'origine d'un déficit énergétique de 1.000 MW entre décembre 2015 et mars 2016, conduisant à l'importation d'urgence de la Communauté de développement de l'Afrique australe (*Southern African Development Community* ou SADC), et à la mise en place de programmes de déchargement du réseau (*load shedding*) qui doivent amener à des coupures régulières de 8h ou plus. Le déficit énergétique s'est progressivement réduit à 450 MW en septembre 2016 et 86 MW en février 2017. Cependant, depuis 2010, la charge de pointe grandit de façon constante, d'environ 140 MW par an et augmente le risque d'un déficit énergétique plus grand à l'avenir si des capacités nouvelles ne sont pas installées.

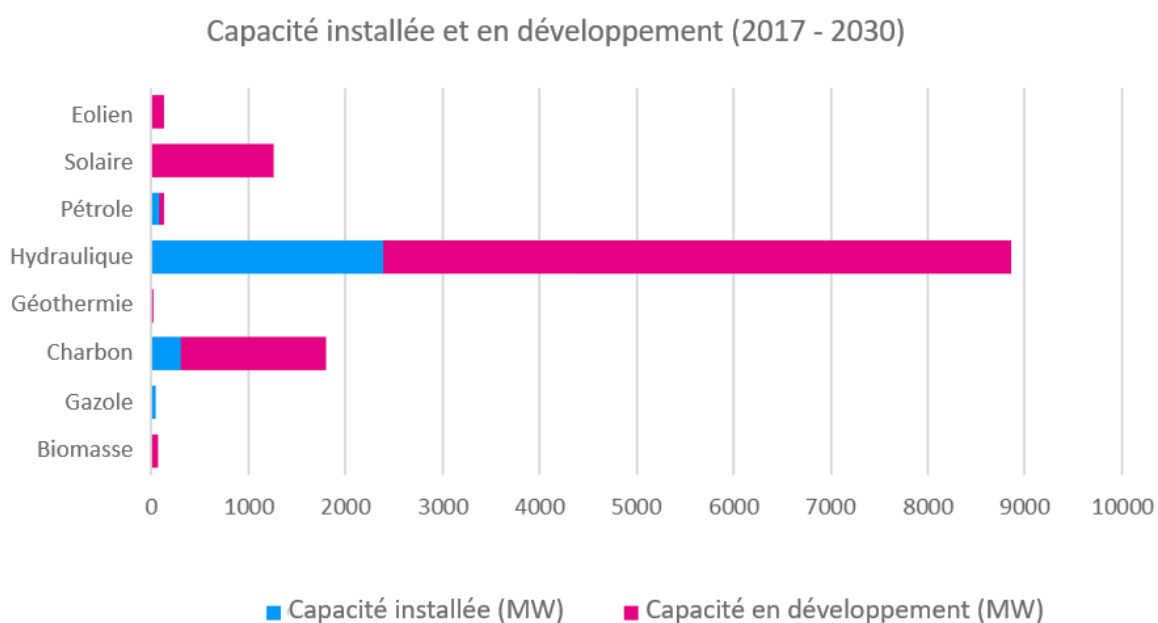
Le graphique suivant montre la capacité installée en 2017 en Zambie (source : ERB) :



Principales centrales électriques en construction en 2018 (source : GlobalData)

Nom	Type	Capacité totale	Propriétaire	Statut	Année de mise en service
Batoka Gorge North	Hydraulique	1.200 MW	Zambezi River Authority	Obtention des permis	2021
Kafue Gorge Lower	Hydraulique	750 MW	ZESCO	En construction	2018
Maamba Thermal 2	Charbon	300 MW	Maamba Collieries	Annoncé	Non disponible
Emco Zambia	Charbon	600 MW	Emco Energy	Obtention des permis	2019
Bangweulu	Solaire	54,3 MW	Neoen, First Solar, IDC	En construction	2018
Ngonye	Solaire	34 MW	Enel Green Power, IDC	En construction	2019

Le graphique suivant montre la capacité installée totale et en cours d'ici 2030 par type de technologie (source : GlobalData) :



La capacité d'interconnexion de la Zambie avec ses voisins est la suivante (source : SAPP) :

- 600 MW avec la RDC ;
- 300 MW avec la Namibie ;
- 1.400 MW avec le Zimbabwe ;

- 1.000 MW en projet avec la Tanzanie.

6.4.7.3 Aperçu du marché des énergies renouvelables en Zambie

L'IFC Scaling solar est un programme de la Banque mondiale, soutenu par l'USAID, les Affaires étrangères des Pays-Bas, le Danemark et la Direction générale du développement et de la coopération de la Commission européenne. Le programme est un processus d'appel d'offres concurrentiel comprenant un financement préétabli ainsi que des produits d'assurance et de risque. Lors de la première procédure en mai 2017, 100 MW ont été attribués à deux soumissionnaires gagnants (actuellement les principaux développeurs du marché) : Neoen (pour sa centrale photovoltaïque de Bangweulu de 54 MW bénéficiant d'un contrat de vente d'électricité de 25 ans conclu avec ZESCO au prix de 60 USD/MWh) et Enel (pour sa centrale photovoltaïque de Ngonye 1 de 34 MWc bénéficiant d'un contrat de vente d'électricité de 25 ans conclu avec ZESCO au prix de 78,4 USD/MWh).

Ces faibles prix de vente représentent une opportunité pour ZESCO d'éviter de payer un coût d'électricité élevé lors de l'importation d'électricité ou de l'achat d'électricité auprès des producteurs indépendants d'énergies renouvelables. À long terme, ZESCO vise à mettre en œuvre des tarifs reflétant les coûts afin de réduire les subventions et de stimuler l'investissement dans le secteur de l'électricité dans son ensemble, créant ainsi des conditions équitables pour la concurrence entre les producteurs d'électricité sur la base des coûts de production.

Dans le cadre du deuxième appel d'offres, IFC a convenu en mai 2017 d'attribuer entre 200 et 300 MW de projets solaires au cours des deux prochaines années. 12 participants, dont le Groupe, ont été pré-qualifiés pour l'appel d'offres en juin 2017. Les résultats de ces offres placent le Groupe parmi les 5 premiers développeurs d'énergies renouvelables en Zambie en termes de capacité installée.

Le pays a mis en œuvre en 2017 la stratégie REFIT zambienne élaborée par le ministère de l'Énergie. La stratégie vise à obtenir 200 MW de capacité renouvelable avant 2020, par le biais d'une série de projets allant jusqu'à 20 MW. Le programme de mise en œuvre de la stratégie s'appelle « *GetFit Zambia* » et la première étape de ce programme est un appel d'offres pour une capacité solaire photovoltaïque allant jusqu'à 100 MW, lancé début 2018 et soutenu par la banque allemande de développement (kfw).

6.4.7.4 Paysage concurrentiel

Le marché de l'électricité de la Zambie est fondé sur un modèle d'acheteur unique, l'entreprise étatique ZESCO (*Zambia's Electricity Company*), étant le seul acheteur d'électricité. ZESCO génère près de 80% de l'électricité consommée dans le pays et transporte et distribue la grande majorité via 4.785 km de lignes de transmission. Récemment, des exceptions ont eu lieu, avec des générateurs pouvant fournir de l'électricité directement aux consommateurs (voir Zengamina et NorthWest). L'Agence de Développement de la Zambie (ZDA) a recommandé à ZESCO de considérer une division en trois entités : génération, transmission et distribution. Le gouvernement actuel, élu en 2016, est attaché à promouvoir cette reconstruction même si aucun calendrier n'est prévu à ce jour.

La plus grande entreprise privée d'électricité, Copperbelt Energy Company ou CEC, gère plus de 1.000 km de lignes de transmission et gère les 80 MW de capacité au pétrole lourd du pays (source : CEC). Elle achète l'énergie de ZESCO et approvisionne à la fois de l'énergie achetée et générée, à 8 clients zambiens dans les mines, représentant plus de la moitié de l'électricité consommée dans le pays.

Mis à part ZESCO et CEC, une entreprise indépendante d'électricité, Lunsemfwa Hydro Power Company, détient une capacité hydraulique de 48 MW, qu'elle vend à ZESCO en vertu d'un contrat de vente d'électricité. Quelques compagnies de production ont des activités hors-réseau, comme Zengamina Hydropower Company (0,7 MW) qui approvisionne directement en électricité des consommateurs dans la communauté de Kalene Hill dans le nord du pays.

Suite à des problématiques concernant l'important niveau des subventions dans les prix de l'électricité, empêchant ZESCO de signer des contrats d'achat d'électricité reflétant les coûts de production, l'ERB a pris la décision d'autoriser une compagnie étatique à augmenter les tarifs entre mai et septembre 2017.

6.4.7.5 Prix de l'électricité / Tarifs

Historiquement, les tarifs de l'électricité en Zambie ont été fortement subventionnés et étaient parmi les plus bas d'Afrique australe, entravant ainsi la viabilité des promoteurs privés, ainsi que celle de ZESCO. Ces subventions directes et indirectes ont été accordées à tous les secteurs, y compris les mines, les industries et les ménages. Des efforts sont en cours pour porter les tarifs à des niveaux reflétant les coûts de production, conformément à l'objectif de la Communauté de développement de l'Afrique australe (*Southern African Development Community* ou SADC) de parvenir à des prix de l'électricité reflétant les coûts d'ici 2019, et une augmentation des prix de l'électricité est attendue d'ici la fin de 2018.

En 2010, le tarif moyen de l'électricité de ZESCO est passé de 52 US\$/MWh à 65 US\$/MWh. En 2011, une autre mesure a été prise pour augmenter les tarifs du secteur minier de 30%, sans impact sur les autres consommateurs. En 2014, une nouvelle augmentation a été approuvée avec les taux suivants : 32% pour les clients résidentiels, 24% pour les clients commerciaux, 18% pour les clients des services, 24% pour les clients de petites puissances, et 11% pour les clients de grandes puissances. Cette réforme a suscité de nombreuses critiques et le conseil d'administration de ZESCO a été dissous par le gouvernement en 2015. L'année suivante, ZESCO, bien que possédant l'approbation de l'organisme de régulation, a retiré sa demande d'augmentation des frais pour les ménages, les entreprises et les usines. Au début de 2016, le tarif subventionné moyen était d'environ 70 US\$/MWh, tandis que le tarif des sociétés minières était de 103,5 US\$/MWh.

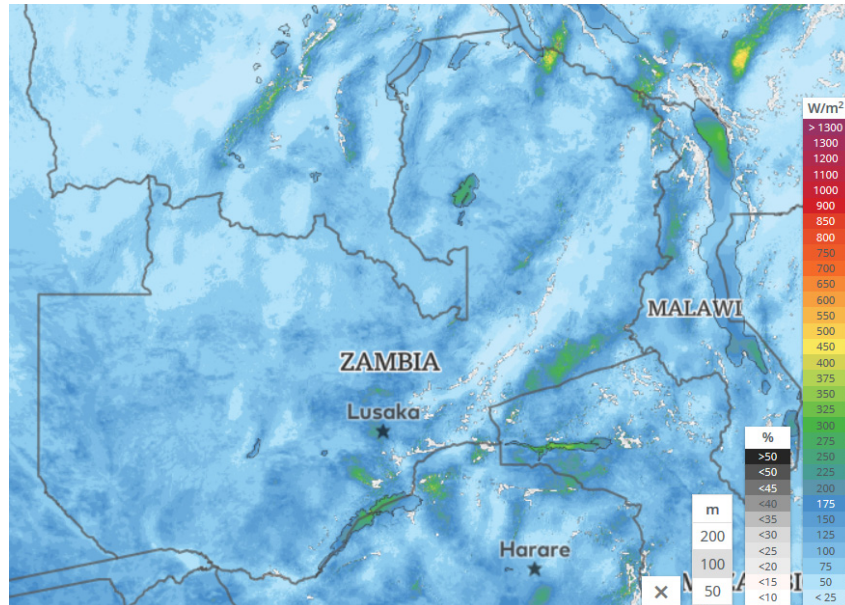
En raison de la faible production hydraulique en 2015, un contrat à court terme pour la fourniture d'une capacité de 148 MW à partir du Mozambique a été conclu pour un coût estimé à 40 millions de dollars US. Par la suite, un contrat d'achat d'électricité auprès d'un navire turc au large des côtes du Mozambique a été conclu pour l'importation de 500 GWh en 2016. Bien que cela ait aidé le pays à s'approvisionner en électricité à court terme, le coût d'importation était de 183,5 US\$/MWh, soit plus de deux fois le tarif national subventionné de l'électricité, ce qui a discrédité cette option comme solution à long terme.

La Zambie éprouve des difficultés à signer des contrats de vente d'électricité à un taux reflétant les coûts de production. D'une part, le pays doit importer et acheter l'électricité des producteurs indépendants d'électricité à environ 120 US\$/MWh et doit subventionner cette électricité pour pouvoir la fournir à une population qui ne pourrait pas se permettre une augmentation élevée des tarifs de l'électricité. Néanmoins, entre mai et septembre 2017, ZESCO a été autorisée par l'ERB à augmenter le tarif résidentiel à 89 US\$/MWh.

Les tarifs pour les projets d'énergie renouvelable dépendent des conditions des contrats de vente d'électricité et sont propres à chaque projet. Le programme d'énergie renouvelable et les projets connexes sont présentés dans la section suivante.

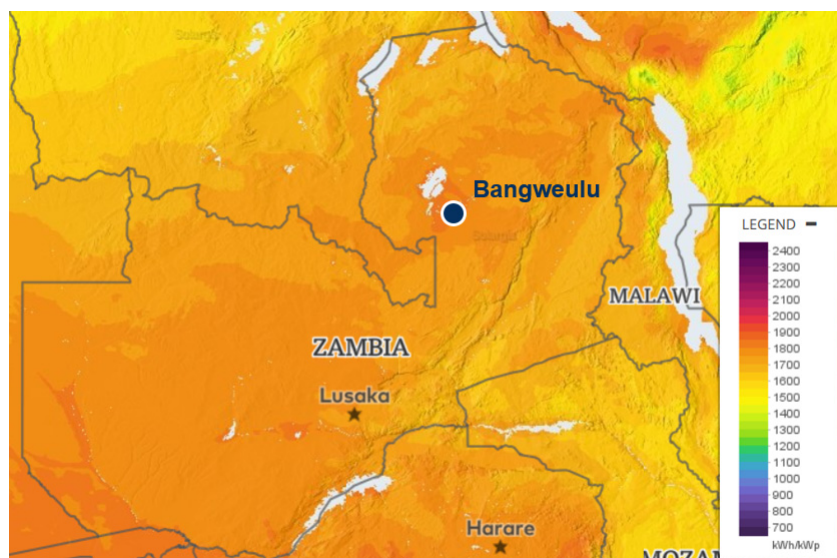
6.4.7.6 Ressources solaires et éoliennes en Zambie

Les ressources éoliennes sont globalement faibles en Zambie. Toutefois, certaines zones au sud ainsi qu'autour du lac Bangweulu au nord du pays sont au-dessus de la moyenne nationale, atteignant des niveaux de 350-500 W/m².



Source : Global Wind Atlas

Les ressources solaires sont très élevées en Zambie, et très équitablement réparties dans le pays. Cependant, elles sont particulièrement élevées dans le Nord et le Sud-Ouest, avec un niveau moyen atteignant 1.900 kWh/kWc.



Source : Global Solar Atlas

6.4.8 Marché argentin des énergie renouvelables

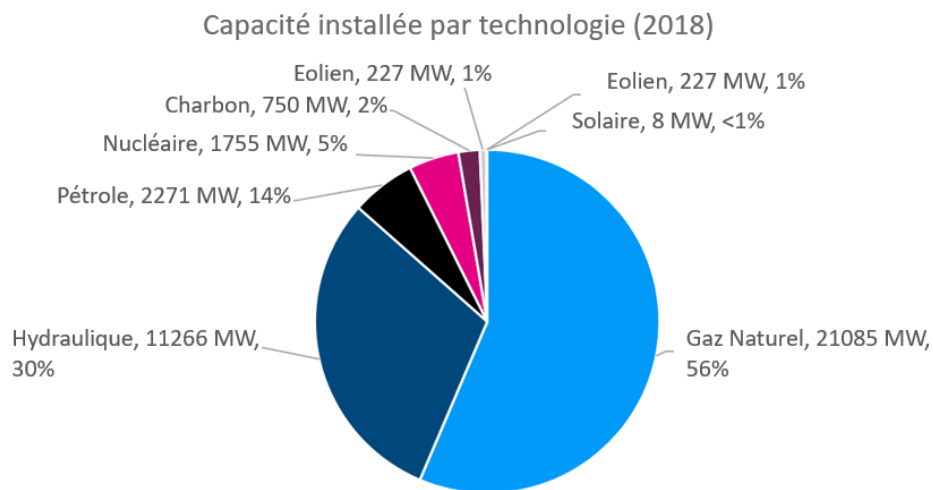
6.4.8.1 Contexte macro-économique

L'Argentine est l'une des plus importantes économies d'Amérique du Sud. En 2017, la population est de 44,3 millions d'habitants et le PIB de 637,6 milliards de dollars US, dominé par le secteur des services (60,9%), alors que l'industrie représentait 28,2% et le secteur agricole représentait 10,9%. Le PIB a augmenté en moyenne de 1,7% par an au cours des dix dernières années et devrait progresser en moyenne de 2,1% au cours des trois prochaines années, selon la Banque mondiale. En mai 2018, le peso argentin s'est déprécié de 19% par rapport au dollar américain sur une période de trois semaines en

raison de l'incertitude des marchés financiers avec une inflation atteignant près de 25% fin 2017. Cela a conduit à la négociation par le gouvernement d'un accord de crédit sur trois ans de 50 milliards de dollars avec le Fonds monétaire international, qui est entré en vigueur en juin 2018.

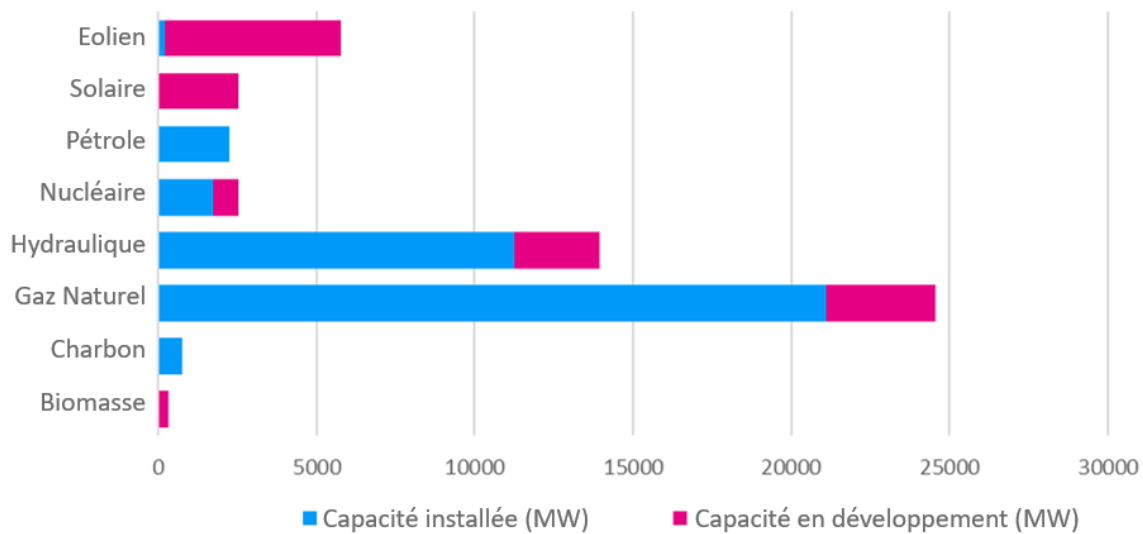
6.4.8.2 Aperçu du marché de l'électricité en Argentine

En 2018, la capacité installée totale est de 36,2 GW, après une augmentation de près de 6 GW au cours des cinq dernières années. La capacité thermique alimentée au gaz naturel domine (56%), suivie de l'hydraulique (30%), du pétrole (14%), du nucléaire (5%) et du charbon (2%). Les sources renouvelables non hydrauliques (éoliennes, solaires et biogaz) représentent moins de 2% de la capacité installée. Cependant, la faible capacité disponible en 2017 de 30,6 GW, s'explique par des pannes durant l'année. En 2017, la demande de pointe était de 25,6 GW ; bien que cela soit inférieur à la capacité disponible, il y avait tout de même des déficits de puissance périodiques en raison de la variabilité de la disponibilité de l'hydraulique, des contraintes de combustible et des congestions du réseau. Les centrales thermiques fonctionnant au gaz, au charbon ou au pétrole représentaient près de 65% de la production totale d'électricité au début de 2018 (source : CAMMESA).



Le gouvernement vise à augmenter la capacité installée de 22 GW d'ici à 2025. L'objectif est d'atteindre 10 GW à partir d'énergies renouvelables non hydrauliques, 8 GW de capacité thermique, 3 GW de capacité hydraulique et 1,9 GW de capacité nucléaire. La future augmentation de la capacité nécessitera 50 milliards de dollars d'investissements selon le ministère de l'Énergie. Cependant, le projet de construction d'un nouveau réacteur nucléaire de 750 MW à Atucha a été retardé en mai 2018, ce qui a déjà remis en question la faisabilité de l'objectif de capacité nucléaire.

Capacité installée et en développement (2017 - 2030)



L'Argentine est le troisième plus grand marché énergétique de la région après le Brésil et le Mexique et l'un des marchés d'énergie les plus développés d'Amérique latine. La demande d'électricité en 2017 s'est élevée à 132 TWh, avec une croissance annuelle moyenne de 3% entre 2005 et 2017 (malgré une légère baisse de 0,8% en 2016) (source : CAMMESA). Le niveau global d'électrification dans le pays est passé d'environ 95% en 2001 à 98% en 2018.

Environ 42% de la demande provient des clients résidentiels, 29% des utilisateurs commerciaux (dont la consommation est inférieure à 300 kW) et 10,6% des consommateurs industriels et commerciaux (dont la consommation est supérieure à 300 kW). Les 18,4% restants sont la catégorie des très grands consommateurs industriels appelés « *Grandes Usuarios* » qui peuvent participer directement au *Mercado Electronico Mayorista* (marché de gros) ou signer des contrats d'achat d'électricité. La baisse de la demande en 2016 a été causée par une diminution de la consommation d'électricité par les clients résidentiels et les petits consommateurs commerciaux en raison des températures plus élevées que la moyenne en hiver. Les grands consommateurs commerciaux et industriels ont en réalité augmenté leur consommation au cours de la même période.

En raison de l'augmentation de la demande et du retard de l'investissement dans les nouvelles capacités de production et de transport, le pays souffre d'une pénurie d'électricité, principalement pendant les saisons sèches où la production hydraulique est faible. Les pénuries d'électricité affectent des milliers de consommateurs résidentiels et commerciaux, en particulier dans la région étendue de Buenos Aires, où vit un tiers de la population totale, durant les mois d'été où la demande atteint un pic en raison de la demande de climatisation. La dernière panne majeure a eu lieu à Buenos Aires en décembre 2016, touchant plus de 500.000 clients.

Le système de transport d'électricité en Argentine est divisé en deux sous-systèmes. Le système SEAT à 500 kV interconnecte les différentes régions argentines. Le système STDT est responsable de la connexion des générateurs, des distributeurs et des grands utilisateurs dans les régions et fonctionne à 132/220 kV. Le système de transport est affecté par un manque d'investissement ces dernières années. Le ministère de l'Énergie projette un appel d'offres pour la construction de 3.000 km de nouvelles lignes de transport à haute tension en 2018 dans le cadre d'un plan de partenariat public-privé de 20 milliards de dollars américains. Globalement, plus de 5.000 km de lignes de transport doivent être construits d'ici 2025 dans le but de contrer les risques de congestion et de compression du réseau pour la capacité croissante des énergies renouvelables et des nouveaux générateurs thermiques.

L'Argentine est interconnectée avec le Brésil, l'Uruguay, le Chili et le Paraguay. Elle importe principalement de l'électricité de l'Uruguay et du Brésil (474 GWh et 153 GWh respectivement en 2017). Globalement, les importations totales d'électricité ont été de 734 GWh en 2017, soit 50% de moins qu'en 2016 (1.470 GWh). Les exportations sont nettement inférieures, de 69 GWh en 2017 et de 327 GWh en 2016, ce qui fait de l'Argentine un importateur net d'électricité (source : CAMMESA 2018).

La majorité des entreprises opérant sur le marché de l'électricité argentin sont des entreprises privées. Il y a environ 120 entreprises actives dans la production, avec plus de 320 centrales connectées au réseau. Les producteurs ont le choix de vendre l'électricité qu'ils produisent, soit sur le marché *spot* de CAMMESA, soit par le biais de contrats de vente d'électricité avec des consommateurs d'électricité importants (« *Grande Usarios* »). En 2017, 92% de l'énergie produite a été vendue sur le marché *spot* et 8% auprès des gros consommateurs via des contrats de vente d'électricité (source : Agueera). Le marché *spot* est entièrement libéralisé, mais il existe des règles d'appel d'offres telle que l'obligation pour les producteurs de faire des offres à leur coût marginal (s'il est inférieur au prix maximum) qui sont ensuite remboursés à hauteur de leurs coûts fixes et variables hors carburant, plus un taux de rendement. Les producteurs sont en mesure d'acheter du carburant à un prix subventionné par CAMMESA à l'exception de certaines usines de gaz naturel.

Le réseau de transport de 500 kV est exploité par la société réglementée Transener, tandis que sept sociétés de transport régionales exploitent le réseau à 220/132 kV. La distribution et la vente au détail ne sont pas dégroupées et les 28 fournisseurs sont également en charge de leur réseau de distribution. Les trois plus importantes sont EDENOR, EDESUR et EDELAP, qui représentent ensemble 45% du marché. EDENOR et EDESUR sont actifs dans toute l'Argentine au niveau fédéral, distribuant et vendant de l'électricité dans différentes régions, tandis qu'EDELAP se concentre sur la région étendue de Buenos Aires et est donc régulée par les autorités locales.

6.4.8.3 Aperçu du marché des énergies renouvelables en Argentine

Ces dernières années, les projets d'énergie renouvelable se sont multipliés dans le cadre des appels d'offres RenovAr. Les procédures ont été organisées en deux étapes (par exemple tour 1 et tour 1.5), de sorte que les projets qui n'ont pas obtenu un contrat au premier tour ont une chance de réitérer leur offre dans un délai raisonnable.

Dans le cadre des tours 1 et 1.5 du programme RenovAr, un portefeuille de projets d'énergie renouvelable d'une capacité de plus de 2,4 GW a été désigné lauréat. Les projets du premier tour sont actuellement dans une phase de développement avancée. Après le tour 1 d'octobre 2016 où 1.143 MW de capacité d'énergie renouvelables ont été attribués, 1.282 MW ont été attribués dans le cadre du tour 1.5 en novembre 2016.

Dans les 120 jours suivant l'attribution, un projet doit signer un contrat de vente d'électricité avec CAMMESA, et dans les 24 mois suivant la signature, le projet doit être construit et opérationnel.

Parmi les projets attribués aux tours 1 et 1.5, 34% avaient atteint leur *closing* financier en 2018, 56% sont en voie de trouver les financements dans les délais contractuels et 10% des projets n'ont pas respecté les jalons contractuels. Même si toutes les installations d'énergie renouvelable bénéficiant d'incitations dans le cadre du programme RenovAr sont connectées au réseau au cours de l'année, il existe un écart dans l'approvisionnement d'énergie renouvelable pour atteindre les objectifs d'énergies renouvelables de 2018. Il est prévu que d'ici la fin de 2019, une part de 7,8% pourra être atteinte une fois que les parcs éoliens des premiers tours RenovAr seront raccordés au réseau.

Le prix le plus bas proposé dans les tours 1 et 1.5 a été formulé par Sinohydro, une société chinoise d'ingénierie et de construction hydraulique, pour un projet éolien dans la Pampa au prix de 46 dollars US par MWh. Empresa Mendocina de Energia, qui a proposé un projet solaire de 21,3 MW à Mendoza pour 48 dollars US par MWh, a offert le prix le plus bas pour un projet solaire dans les mêmes tours.

Le tour 2 a attribué 1.409 MW de capacité d'énergie renouvelable, comprenant 666 MW pour l'éolien et 557 MW pour le solaire photovoltaïque. L'offre la plus basse pour l'éolien a été proposée par CMS de Argentina qui a obtenu 79,8 MW à 37,5 dollars US par MWh. L'offre la plus basse pour l'énergie solaire photovoltaïque a été offerte par 360 Energia, offrant 20,04 MW à 40,4 dollars US par MWh. Une offre du Groupe a été adjudgée 100 MW à 40,8 dollars US par MWh. Il est prévu que les 88 projets attribués dans le cadre du tour 2 signeront leurs contrats de vente d'électricité d'ici l'été 2018, et que 24 d'entre eux auront déjà été signés d'ici juin 2018.

Le tour 2.5 pour les candidats non retenus au tour 2 est prévu pour 2018. Le tour 3 du programme a été annoncé pour l'automne 2018. Le ministère a indiqué que les appels d'offres seront lancés entre septembre et octobre et que la capacité globale requise sera similaire à celle du tour 2 (1,2 GW).

6.4.8.4 Paysage concurrentiel

Les sociétés ou consortiums ayant les parts les plus importantes dans le *pipeline* renouvelable sont récapitulés dans le tableau ci-dessous.

Nom	Capacité	Type de technologie
Gennea SA	360 MW	Eolien, Biomasse
IMPSA	326 MW	Eolien
Latinoamericana de Energia SA	312 MW	Eolien, Solaire
Aluar Aluminio Argentino SAIC	301 MW	Eolien
Jujuy Energia y Minería Sociedad del Estado (JEMSE)	300 MW	Solaire

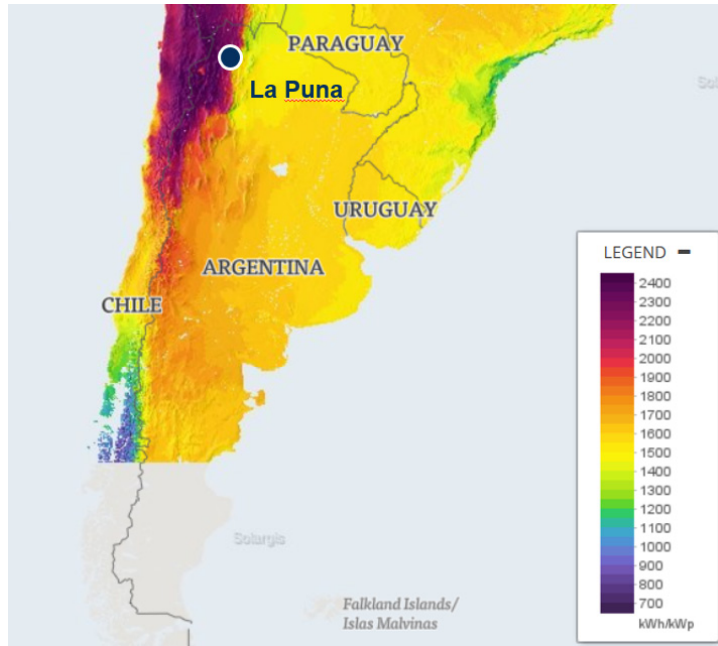
6.4.8.5 Prix de l'électricité / Tarifs

Les prix de l'énergie en Argentine ont toujours été fortement subventionnés, l'administration précédente ayant voulu maintenir les tarifs à un niveau fixé. Depuis 2004, le prix payé par les consommateurs ne reflète pas les coûts d'approvisionnement, ce qui fait que les consommateurs d'électricité résidentiels ont fini par payer moins de 10% des coûts de production moyens en 2015.

En 2016, le nouveau gouvernement de Mauricio Macri a fixé des objectifs pour éliminer toutes les subventions tout en maintenant un régime de tarifs sociaux pour les ménages dont les revenus sont les plus faibles. En plus des subventions aux consommateurs, le gouvernement a entrepris de réformer la fixation des prix sur le marché de gros, alors que l'ancienne administration plafonnait les prix horaires *spot*. Cette situation a conduit le marché *spot* à dévier de la répartition du prix marginal et les producteurs doivent désormais contracter avec l'opérateur de marché pour obtenir une rémunération. Depuis le 1^{er} février 2016, le plafond des prix de gros a doublé, passant de 120 pesos argentins par MWh à 240 pesos argentins par kWh (8,7 dollars US par MWh), un prix très bas par rapport au coût réel de la production d'électricité. Ce coût réel (comprenant les frais de transport) a été estimé par l'opérateur de marché CAMMESA à 1.516,8 pesos argentins par MWh (55 dollars US par MWh) en mars 2018, plus de 6 fois le prix réglementé, et environ 40% supérieur aux derniers prix des appels d'offres renouvelables d'environ 40 dollars US par MWh.

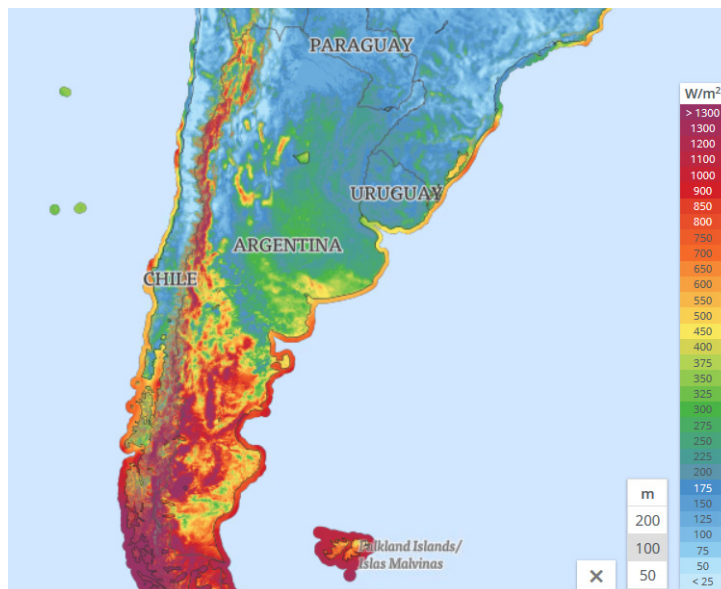
6.4.8.6 Ressources solaires et éoliennes en Argentine

L'Argentine possède l'une des meilleures ressources d'énergie renouvelable au monde pour les actifs éoliens et solaires. La région du nord-ouest du pays a la meilleure irradiation solaire dans le pays. La région du Nord-Ouest comprend La Rioja, Salta, Jujuy et Cuyo. L'irradiation solaire y varie d'environ 1.800 kWh par m² à 2.400 kWh par m² par an.



Source : Global Solar Atlas

Les meilleurs sites pour l'énergie éolienne sont situés en Patagonie avec des vitesses de vent élevées et des coûts de terrains bas. La vitesse du vent dans la région de Patagonie et dans les provinces centrales est en moyenne de 10 m/s.



Source : Global Wind Atlas

6.4.9 Marché mexicain des énergies renouvelables

6.4.9.1 Contexte macro-économique

L'économie mexicaine est basée sur le libre-échange et orientée vers l'exportation, ce qui en fait une économie dynamique.

La population mexicaine s'élève à 129,2 millions de personnes en 2017, générant un PIB de 1,15 milliard de dollars. L'économie est principalement composée de services (64%), suivis de l'industrie (31,6%) et de l'agriculture (3,9%). Entre 2000 et 2017, l'économie a progressé à un taux de croissance moyen du PIB de 2,2%.

Le pays n'est pas à l'abri des chocs liés à l'économie mondiale, même si son économie a récupéré plus rapidement que les pays occidentaux après la crise financière de 2008. Selon le FMI, la croissance de l'économie à moyen et long terme devrait s'établir entre 2 et 3%.

La demande d'électricité est fortement corrélée à la croissance économique. Cette demande a augmenté depuis 2002 avec un taux de croissance annuel moyen de 2,6%.

La note de crédit du Mexique est de BBB+, A3 et BBB+ selon les agences de notation S&P, Moody's et Fitch.

6.4.9.2 Aperçu du marché de l'électricité au Mexique

Le marché de l'électricité au Mexique est influencé par quatre facteurs clés :

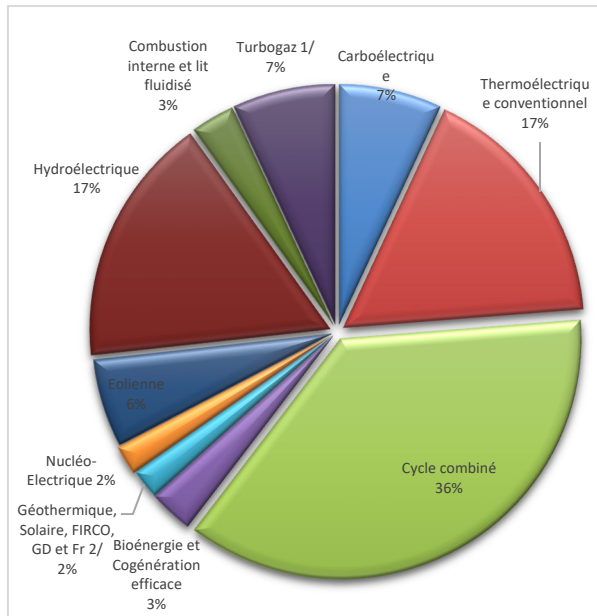
- l'augmentation rapide de la demande liée à la croissance économique du pays, particulièrement celle du secteur manufacturier ;
- la récente réforme du secteur énergétique libéralisant les marchés des hydrocarbures et de l'électricité et accélérant les investissements privés (domestiques et internationaux) dans ces marchés ;
- le découpage de l'opérateur historique étatique, la *Comisión Federal de Electricidad* (la « CFE »), en plusieurs entités indépendantes (création d'acteurs distincts pour la génération, le transport et la distribution de l'électricité) ; et
- l'ouverture à la concurrence du secteur de la production d'électricité et la création d'une agence indépendante pour gérer l'accès et le contrôle du réseau (*Centro Nacional de Control de Energía* ou « CENACE »).

Aperçu des capacités de production d'électricité

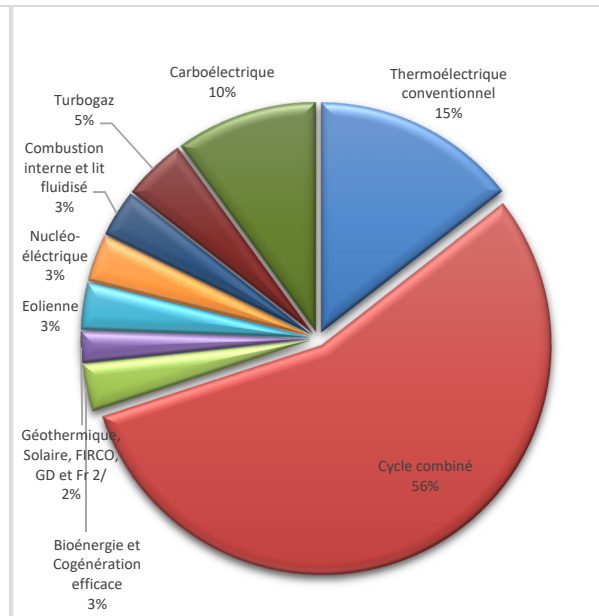
La production d'électricité au Mexique provient principalement d'énergies fossiles. Le déploiement d'un réseau de gazoducs permettant le transport de gaz de schiste américain a accompagné la construction d'une importante flotte de centrales à cycle combiné au gaz.

En 2017, la capacité de production totale au Mexique s'élevait à 75,7 GW pour une production de 329 TWh. Les graphiques ci-dessous présentent la répartition de la capacité et de la production en 2017 par technologie (source : Prodesen 2018).

Capacité installée par type de technologie (Pourcentage)



Production d'électricité par type de technologie 2017 (pourcentage)



1/ Les centrales mobiles sont incluses.

2/ *Fideicomiso de Riesgo Compartido* (FIRCO), Génération distribuée (GD) de plusieurs technologies et freins régénératif (FR). Le total peut ne pas coïncider du fait des arrondis. Informations préliminaires 2017. Source : Élaboré par la SENER à partir de données de la CFE, la CRE, le CENACE et la sous-secrétaire à la Planification et à la Transition énergétique.

1/ Les centrales mobiles sont incluses.

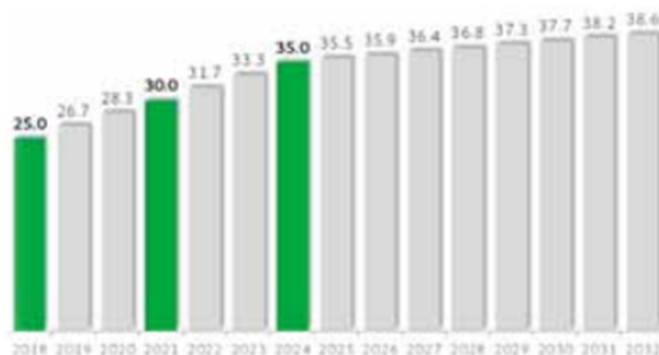
2/ *Fideicomiso de Riesgo Compartido* (FIRCO), Génération distribuée (GD) de plusieurs technologies et freins régénératif (FR). Le total peut ne pas coïncider du fait des arrondis. Informations préliminaires 2017. Source : Élaboré par la SENER à partir de données de la CFE, la CRE, le CENACE et la sous-secrétaire à la Planification et à la Transition énergétique.

Le Mexique est interconnecté avec les États-Unis (1.733 MW), le Guatemala (120 MW) et le Belize (50 MW). En 2017, le pays a importé 1.643 GWh et exporté 1.781 GWh, principalement avec les États-Unis.

6.4.9.3 Aperçu du marché des énergies renouvelables au Mexique

Le développement des énergies renouvelables est une priorité de la récente réforme du secteur de l'énergie mexicain. Cette réforme a fixé des objectifs de production propre (renouvelable, cogénération de nouvelle génération et nucléaire) ambitieux : 25% en 2018, 30% en 2021 et 35% en 2024.

Trajectoire des cibles des énergies propres 2018-2032 (pourcentage)



Source : SENER à partir de données de la LTE

Pour y parvenir, le gouvernement a établi de nombreux mécanismes pour soutenir le déploiement de nouveaux projets renouvelables :

- Appels d'offres publics débouchant sur des contrats d'achat d'électricité à prix fixe et à long terme. Le gouvernement a conduit trois appels d'offres publics portant sur des contrats d'achat à long terme d'énergie d'origine renouvelable en mars 2016, septembre 2016 et novembre 2017. Ces appels d'offres « technologiquement neutres » ont été très bien accueillis et largement souscrits par les développeurs et investisseurs privés. Plusieurs centaines de projets ont été présentés en réponse à ces appels d'offres (se référer à la Section 6.6.8.3 « *Les règles d'incitation à la production d'énergie renouvelable au Mexique* » du présent document de base).

Au terme des trois appels d'offres près de 66 projets renouvelables (principalement éoliens et photovoltaïques) se sont vus octroyer des contrats d'achat à long terme pour une capacité totale de 7 GW dans 18 états différents pour un investissement total estimé à 8.600 millions de dollars. Le prix moyen d'achat de l'énergie propre pour ces trois appels d'offres était successivement 47,7 US\$/MWh, 33,7 US\$/MWh et 20,6 US\$/MWh (CELS inclus – voir ci-dessous).

Ces contrats offrent une visibilité sur 15 ans sur le prix de vente de l'énergie produite et un droit de percevoir des CEL (certificats d'énergie propre – voir ci-dessous) pendant 20 ans. Le prix de vente de l'énergie au titre de ces contrats étant plus bas que le prix *spot*, les producteurs peuvent tirer parti de ce différentiel et améliorer le profil financier du projet en procédant à des ventes sur le marché en amont de l'entrée en vigueur d'un contrat d'achat d'électricité si la centrale est déjà mise en service ou s'ils produisent une quantité d'énergie excédentaire par rapport aux volumes contractés.

En mars 2018, le régulateur mexicain a annoncé qu'un 4^{ème} appel d'offres se tiendra fin 2018.

Ces appels d'offres favorisent le développement de nombreux producteurs indépendants, fragmentant ainsi l'offre et augmentant la transparence et la compétition sur le marché de la production d'énergie.

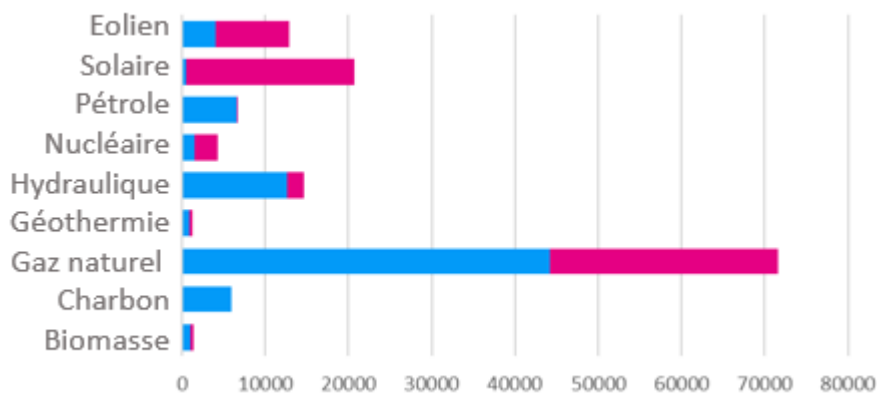
- Création de Certificats d'Énergie Propre (« CEL »). L'objectif de ces certificats est d'augmenter la demande d'électricité produite à partir de technologies propres. Les installations de production d'énergie renouvelable (éolien, solaire, hydraulique et géothermie) mises en service à partir de janvier 2018 se voient octroyer un CEL pour chaque MWh produit. Les fournisseurs d'électricité doivent acheter ces CELs auprès des producteurs en proportion de leur consommation (soit 5% de leur consommation en 2018, 5,8% en 2019, 7,4% en 2020, 10,9% en 2021 et 13,9% en 2022). Ces échanges de CEL se font sur un marché régulé par la CRE.

- Réglementation autorisant les producteurs (notamment d'énergie renouvelable) à signer des contrats bilatéraux avec des acheteurs privés pour la vente à long terme de leur production.

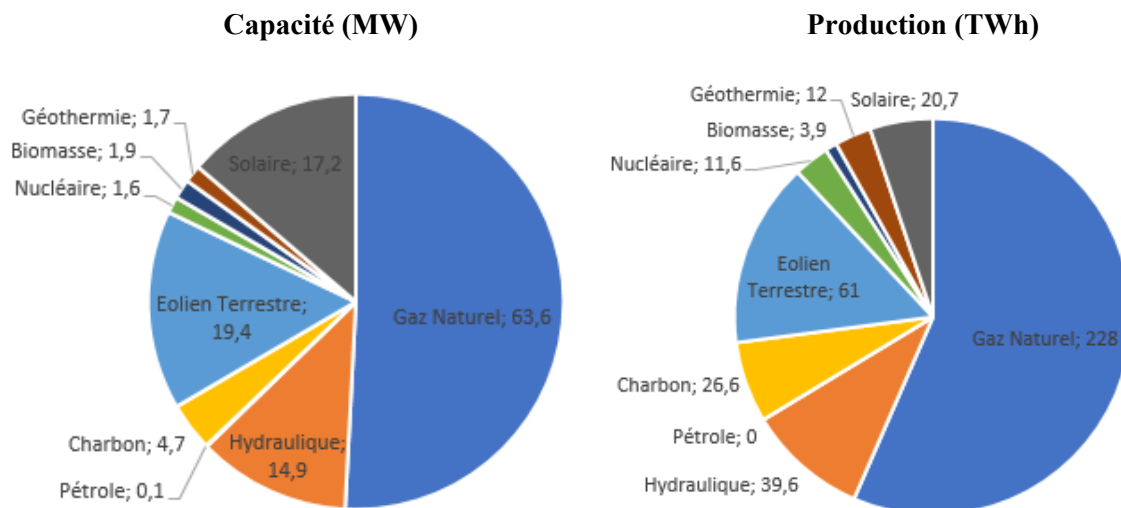
Croissance des énergies renouvelables dans le mix énergétique

Grâce à la compétitivité accrue des technologies renouvelables (liée à la réduction des coûts de construction) et aux mesures incitatives décrites plus haut, un important parc photovoltaïque et éolien est en cours de déploiement à travers le pays et il est prévu que ce parc continue de croître à l'avenir.

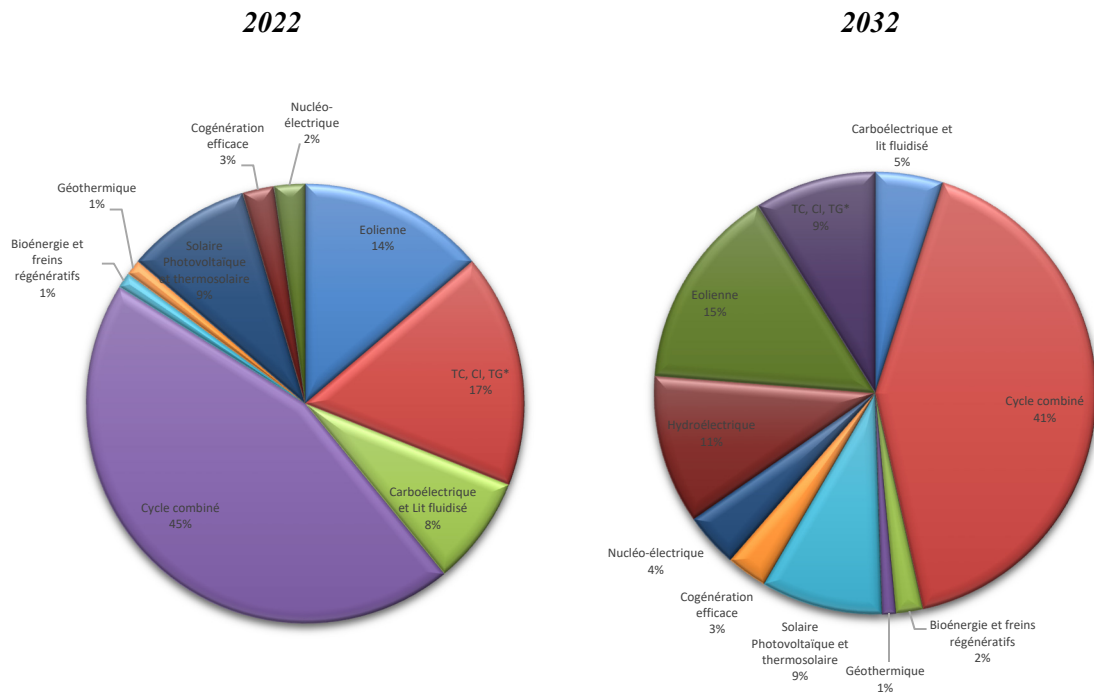
Le graphique ci-dessous présente des projections de développement de nouvelle capacité (en MW) par technologie, à horizon 2030 :



Les graphiques ci-dessous présentent une estimation de la répartition de la capacité et de la production à l'horizon 2030 par technologie.

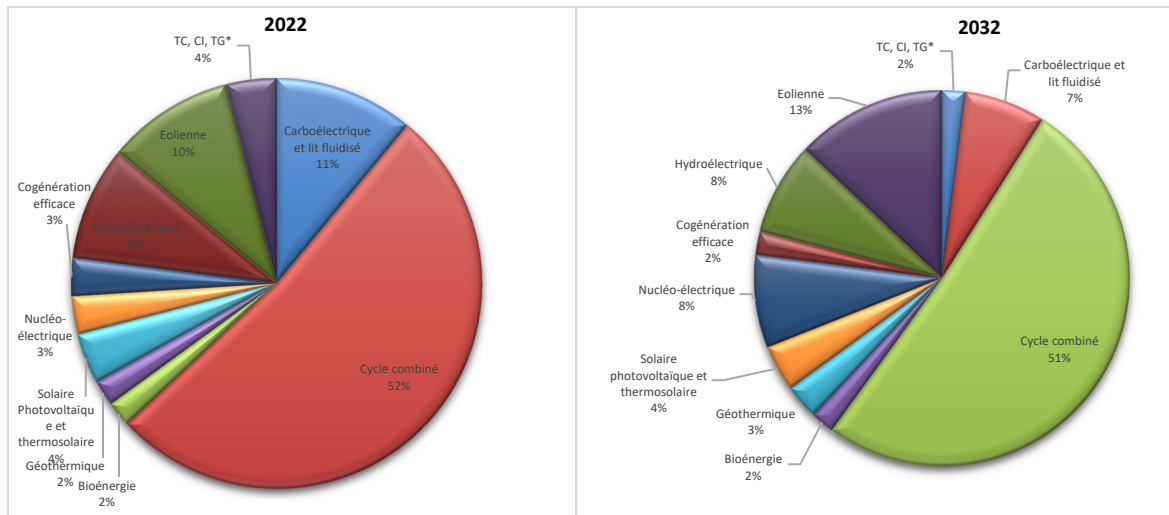


Capacité totale en exploitation par type de technologie en 2022 et 2032 (en pourcentage)



*Thermoélectrique Conventionnel, combustion interne et Turbogaz. Les totaux peuvent ne pas coïncider du fait des arrondis.
Source : SENER.

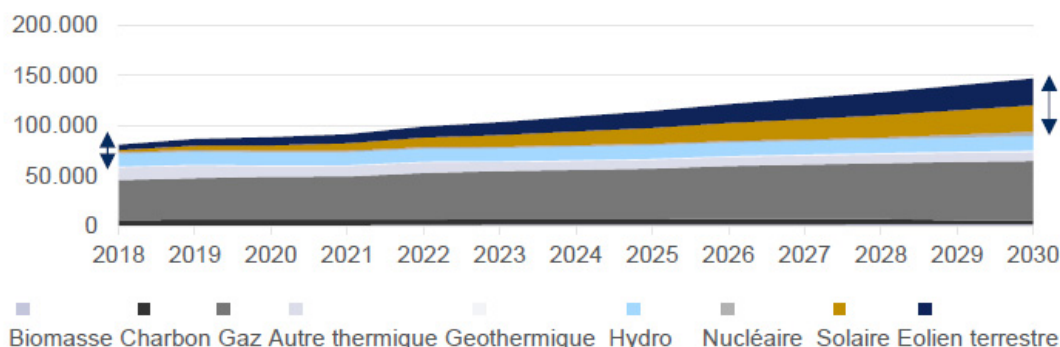
Production totale par type de technologie en 2022 et 2032 (en pourcentage)



* Thermoélectrique conventionnel, combustion interne et turbogaz. La totalité peut ne pas coïncider du fait des arrondis. Génération estimée conformément aux prévisions de consommation et demande du CENACE et aux paramètres techniques utilisés pour estimation du PIIRCE. Les importations, exportations, autosuffisance locale, Génération distribuée et FRICO ne sont pas incluses.

Source : SENER.

Par ailleurs, le graphique ci-dessous présente une projection d'évolution du mix énergétique au Mexique à horizon 2030 :



La CFE domine toujours le secteur de la production d'électricité disposant de près de 57% de la capacité de production en 2017.

Mis à part les entités affiliées à la CFE, le marché de la production (conventionnelle ou renouvelable) est très fragmenté. De nombreux acteurs locaux ou filiales de groupes internationaux se partagent la capacité de production restante : Iberdrola, Intergen, PEMEX, Gas Natural, AES, Acciona, Sempra, Enel ou EDF. Le parc de ces producteurs indépendants est constitué principalement de centrales thermiques au gaz naturel (75%) et éoliennes (20%).

6.4.9.4 Paysage concurrentiel

De nombreux développeurs de projets renouvelables locaux et internationaux sont présents au Mexique. La liste ci-dessous représente des acteurs ayant obtenu des contrats d'achat par le biais des appels d'offres publics ou par des négociations bilatérales privées :

- Sowitec (900 MW de projets éoliens en développement) ;
- Sempra energy (650 MW de projets éoliens en développement) ;
- Enel (310 MW de projets solaires en exploitation et 444 MW en construction avec mise en service prévue en 2018) ;
- SunPower (500 MW de projets solaires en construction avec mise en service prévue en 2018) ;
- Energia Aljaval (1.500 MW de projets solaires en développement) ;
- FRV (300 MW de projets solaires en construction avec mise en service prévue en 2019) ;
- Neoen (300 MW de projets solaires en construction avec mise en service prévue en 2019).

Le marché des contrats privés de vente d'électricité

La réforme autorise les producteurs (notamment d'énergie renouvelable) à signer des contrats bilatéraux avec des acheteurs privés pour la vente à long terme de leur production. Grâce à la visibilité de leurs revenus offerte par les contrats de vente d'énergie à long terme, des projets d'énergies renouvelables ont ainsi pu obtenir des financements pour leur construction. L'accès aux consommateurs finaux est un défi clé pour les générateurs. Le développement d'agrégateurs, permis par ces contrats bilatéraux privés, aide à surmonter cette difficulté et ce marché est appelé à se développer au cours des prochaines années.

Ces contrats bilatéraux offrent des alternatives aux appels d'offres publics. Le premier contrat de cette nature a été signé en avril 2016 et concerne la fourniture d'électricité par un parc solaire pour une durée de 20 ans à un réseau d'universités mexicaines et à un sous-traitant de l'industrie automobile.

Le marché du stockage

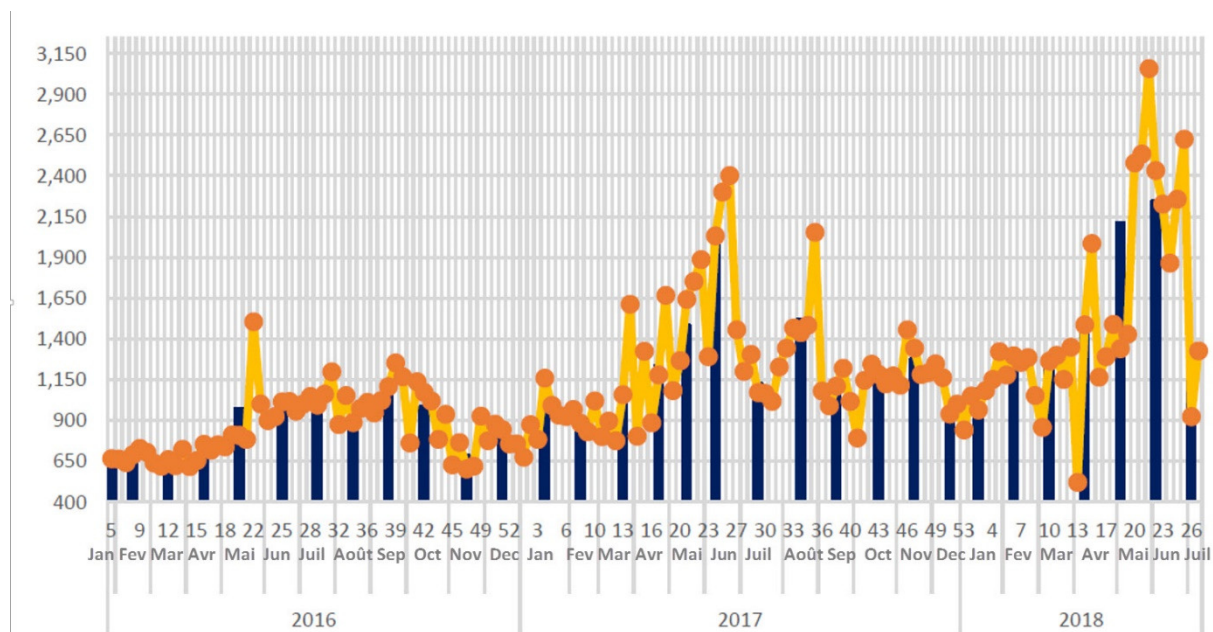
Avec l'accélération attendue du développement de l'énergie solaire, le déploiement de projets de stockage par batteries est à prévoir, que ce soit en co-implantation (avec des projets solaires) ou des projets autonomes susceptibles de compléter le renforcement du réseau de transport. Le gouvernement mexicain a manifesté son intérêt pour la promotion du stockage connecté au réseau dans le cadre d'un plan d'investissement et a facilité l'introduction de technologies de stockage dans le cadre d'une loi de déréglementation en 2013. Le gouvernement mexicain estime le potentiel à plus de 2,3 GW de stockage à déployer au cours de la prochaine décennie. Un premier projet de stockage par batteries de 10 MW est en cours de développement en Basse-Californie par Gauss Energía.

6.4.9.5 Prix de l'électricité / Tarifs

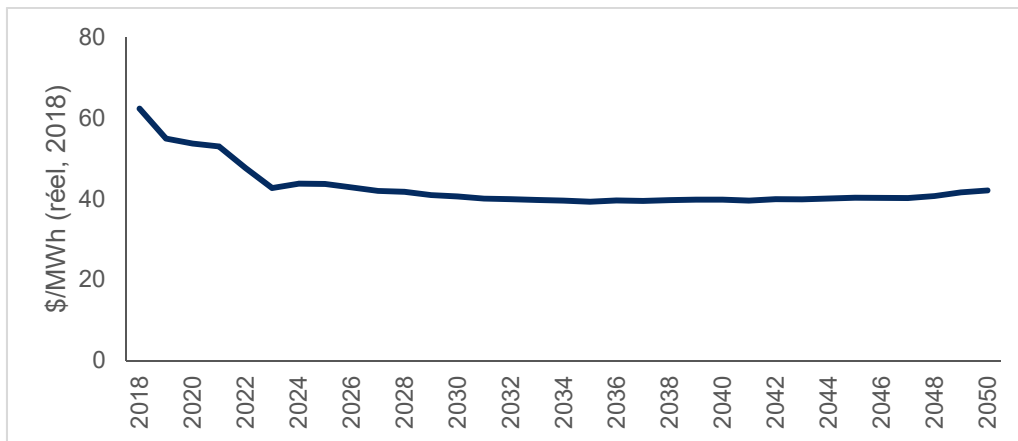
Le marché *spot* de l'électricité a été établi en 2016 à la suite de la réforme du secteur énergétique. En conséquence, l'historique de prix de marché est limité. De manière générale, les prix ont tendance à être plus élevés entre juin et septembre, autour de 75 US\$/MWh (en conséquence de la demande accrue liée au recours à l'air conditionné), par rapport au reste de l'année où les prix se situent autour de 50 US\$/MWh. En plus de la saisonnalité des prix, l'insuffisance des capacités de transport entretient des disparités de prix entre les états du Mexique.

Les graphiques ci-dessous présentent l'historique et une projection des prix moyens de l'électricité dans le réseau principal (SIN – sur lequel viendra se connecter le projet du Groupe d'Aguascalientes).

Prix marginal local historique hebdomadaire et mensuel (MXN/MWh)



Prix moyen de l'électricité en euros par MWh



Comparé à d'autres marchés, la volatilité est plus faible, ce qui, si ceci devait perdurer, rend les projets moins sujets au risque de variation des prix.

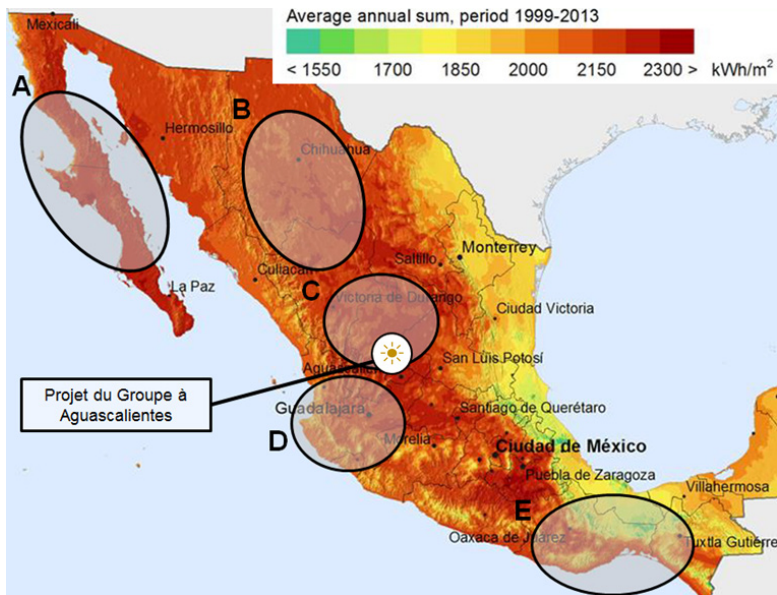
Les trois principaux facteurs influençant les futurs prix de l'électricité sont le prix du gaz naturel, la part des technologies renouvelables dans le mix énergétique et le niveau d'interconnexion entre les régions :

- le gaz naturel représente actuellement plus de 63% du mix de production et continuera à jouer un rôle important sur le marché mexicain de l'électricité. Étant donné que les centrales à gaz continueront d'être les unités marginales de production, les prix *spot* de l'électricité seront fortement influencés par le prix du gaz naturel ;
- l'ambition du Mexique est d'atteindre 50% de sa production électrique à partir de sources propres (y compris hydrauliques et nucléaires) d'ici 2050. L'éolien et le solaire joueront un rôle important dans cette transition. Les premiers appels d'offres ont été très compétitifs et cela va créer une pression à la baisse sur les prix à court terme, mais l'impact à long terme dépendra de la courbe de baisse des prix de ces technologies ;
- actuellement, la Basse-Californie et quelques autres régions ne sont que faiblement interconnectées au réseau électrique principal. Cela a entraîné des divergences régionales des prix. L'expansion future du réseau va tendre à homogénéiser les prix de l'électricité dans l'ensemble du pays.

6.4.9.6 Ressources solaires et éoliennes au Mexique

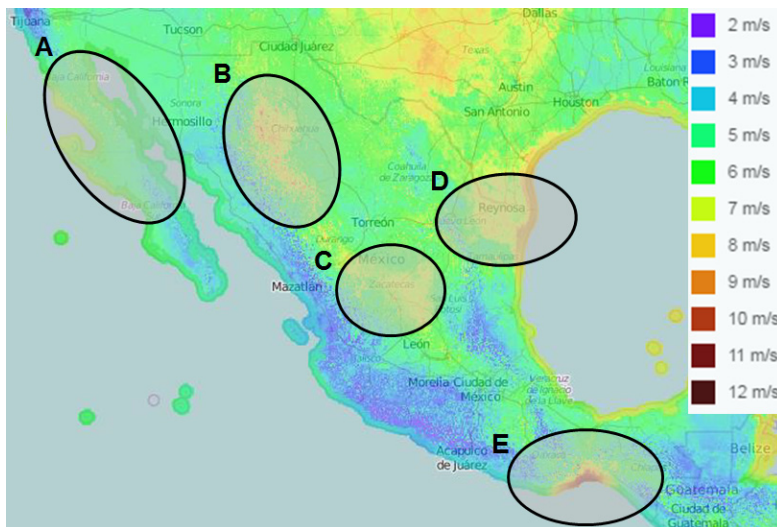
Le Mexique dispose de grandes ressources éoliennes, solaires et géothermiques. Il existe de nombreuses zones disposant de conditions climatiques favorables à la mise en place de parcs éoliens, capables de fournir d'importants niveaux de production électrique. Le Mexique dispose également du 5^{ème} parc mondial de centrales géothermiques et d'une des plus fortes ressources solaires au monde.

La carte et le tableau ci-dessous illustrent le fort potentiel en matière de production d'énergie photovoltaïque du Mexique (sources : Meteotest et Solargis).



	Région	Meteotest (kWh/m ²)	SolarGIS (kWh/m ²)
A	Basse Californie	1800-2200	>2300
B	Chihuahua	1900-2200	2000-2150
C	Durango	2000-2200	2000-2300
D	Jalisco	200-2200	~2150
E	Oaxaca	~1800	1700-2150

La carte et le tableau ci-dessous illustrent le fort potentiel éolien (exprimé en vitesse moyenne du vent) du Mexique (sources : IRENA et DTU).



	Région	IRENA (m/s)	DTU (m/s)
A	Basse Californie	4,8 – 7,8	6,0 – 7,0
B	Chihuahua	5,4 – 7,8	7,0 – 8,0
C	Zacatecas	6,0 – 7,2	7,0 – 8,0
D	Tamaulipas	6,6 – 8,4	7,0 – 8,0
E	Oaxaca	6,6 – 9,0	7,0 – 9,0

6.4.10 Marché jamaïcain des énergies renouvelables

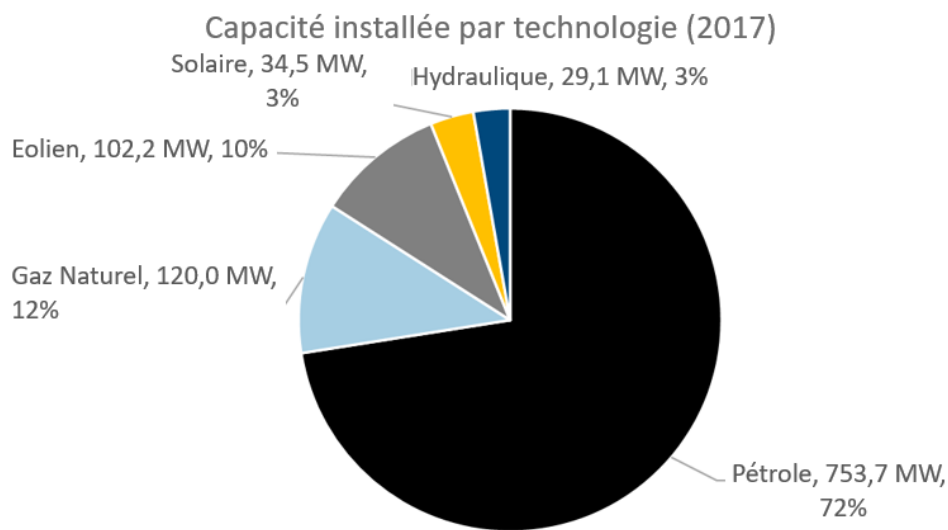
6.4.10.1 Contexte macro-économique

La population nationale de la Jamaïque en 2016 était de 2,9 millions d'habitants, avec un PIB de 14,1 milliards de dollars US, selon la Banque mondiale générés principalement par les services (71,2%), l'industrie (21,3%), l'agriculture (7,5%). Le taux de croissance annuel du PIB entre 1990 et 2016 a été volatil, atteignant jusqu'à 9% en 2013 et un creux de -4% en 2009, toujours selon la Banque mondiale. La consommation annuelle d'électricité a connu une croissance constante entre 2000 (5.990 GWh) et 2006 (6.514 GWh) avant une baisse de la demande suite à la récession mondiale en 2008/09 à 2.900 GWh. Cette baisse importante de la demande était attribuable à de multiples facteurs, notamment la fermeture de deux grandes alumineries, la mise en œuvre d'initiatives de gestion de la demande et d'efficacité énergétique par les consommateurs exposés à des prix élevés et les faibles niveaux globaux de croissance économique. Depuis, la demande d'électricité a rebondi, augmentant de 1,6% par an pour atteindre 3.300 GWh en 2017.

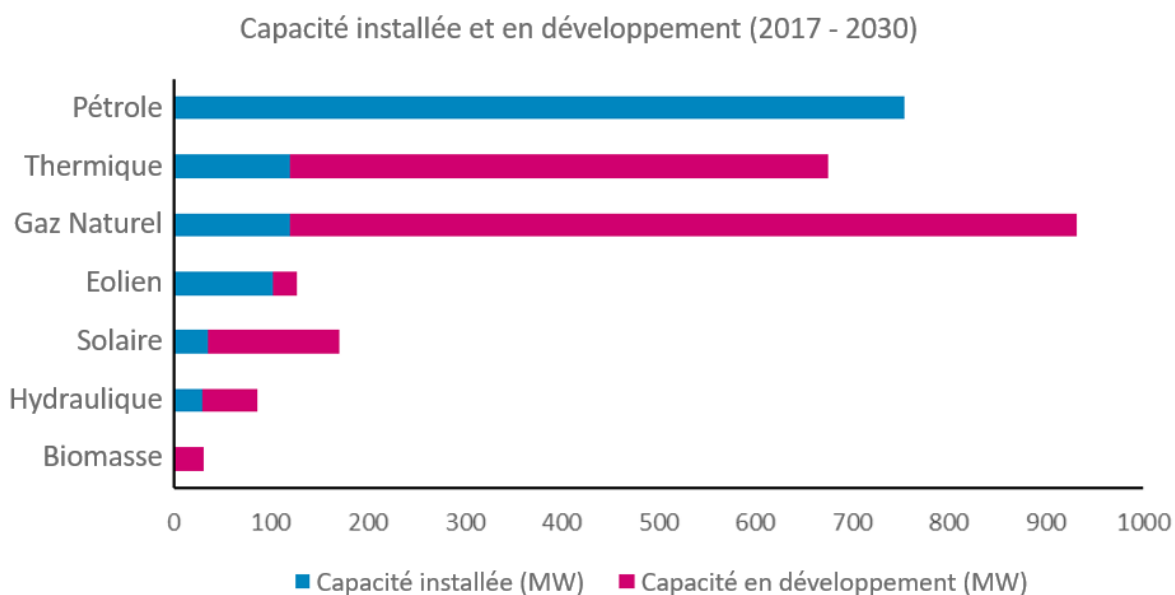
6.4.10.2 Aperçu du marché de l'électricité en Jamaïque

Le marché jamaïcain de l'énergie est dominé par le pétrole importé, qui représentait 96% de la consommation intérieure d'énergie primaire et 21% du PIB en 2003. Ce marché 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.

En 2017, la puissance installée en Jamaïque totalisait 1.049 MW, soit 71,8% de centrales thermiques au mazout, 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 2030 porte la puissance installée totale à 1.261 MW, soit 44% de centrales au mazout, 32% de centrales au gaz, 8,8% de capacité éolienne terrestre, 7% d'énergie hydraulique et 6,5 % de photovoltaïque solaire. La demande de pointe en 2017 a atteint 666,7 MW en septembre, ce qui suggère que l'offre d'électricité satisfait confortablement la demande.



La majeure partie de la capacité de production d'électricité en cours de développement sera alimentée au gaz (1,3 GW) qui pourrait fournir une énergie compétitive aux utilisateurs industriels tels que les industries de la bauxite et de l'alumine, tout en réduisant la dépendance à l'égard du pétrole. Toutefois, ces nouvelles usines à gaz sont toujours exposées aux prix mondiaux des commodités et n'améliorent pas de manière significative la sécurité énergétique nationale. En outre, 136 MW de capacité solaire photovoltaïque, 24 MW éolien et 56 MW d'énergie hydraulique sont dans le *pipeline* pour 2030.



6.4.10.3 Principaux acteurs et environnement réglementaire

Le marché jamaïcain fonctionne selon un modèle d'acheteur unique, dans lequel l'approvisionnement, la distribution et le transport sont détenus et exploités par une société monopolistique, la Jamaica Public Service Company Limited (« JPS »), la production étant répartie entre la JPS, verticalement intégrée, et les producteurs d'électricité indépendants. La JPS possède 81 % de la capacité installée totale, les 19% restants étant la propriété de divers producteurs d'électricité indépendants.

La JPS fonctionne actuellement comme un monopole dans le domaine du transport et de la distribution. 40% des actions de la JPS sont détenues par Marubeni Corporation, 40% par Abu Dhabi National Energy Company (TAQA), 19% par le gouvernement jamaïcain et 1% par des investisseurs individuels indépendants.

Le Ministère de la science, de la technologie, de l'énergie et des mines (MSTEM) est l'organisme gouvernemental chargé de définir les politiques, de proposer des lois et de modérer les différends entre les parties prenantes du secteur.

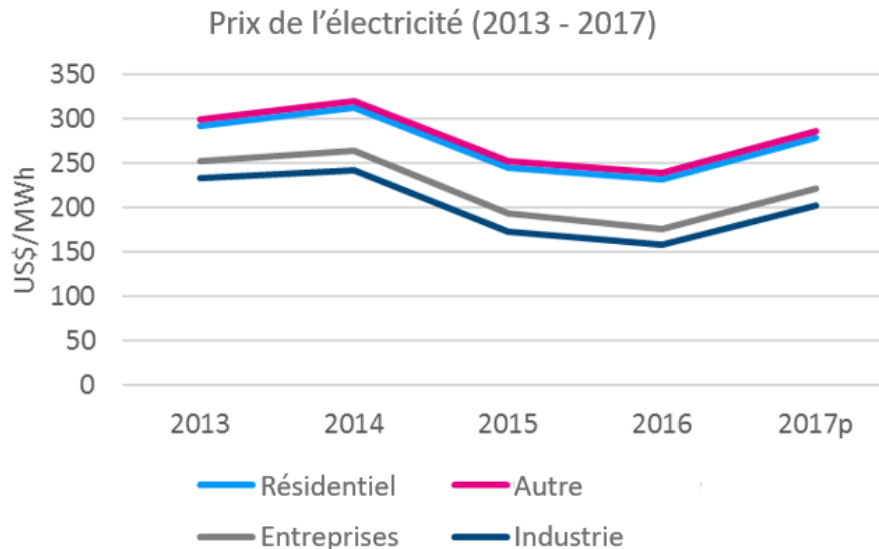
L'*Office of Utilities Regulation* (« OUR ») est l'organisme de réglementation responsable de plusieurs secteurs, y compris l'établissement des tarifs d'électricité, l'approbation des procédures d'achat d'électricité à long terme et l'approbation des procédures de planification.

Le gouvernement jamaïcain a approuvé la politique énergétique nationale en 2009, en fixant un objectif de 20% de la production d'électricité en 2030 à partir de sources renouvelables, sans objectifs explicites de capacité installée. La loi sur l'électricité de 2015 a soutenu la politique énergétique nationale en réformant la réglementation pour privatiser et moderniser le marché jamaïcain 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 et de l'acquisition de nouvelles capacités de production, afin de permettre au ministère de se concentrer sur la planification, et OUR sur les réglementations de base.

En avril 2018, le ministre de la science, de la technologie, de l'énergie et des mines a déclaré que la Jamaïque était sur la bonne voie pour dépasser l'objectif de 20% et atteindre 30% de la production à partir de sources renouvelables d'ici 2030. Dans le cadre de la mise en œuvre de la politique énergétique nationale, plusieurs mesures gouvernementales incitatives ont été mises en place, telles que l'organisation de procédures publiques d'appels d'offres.

6.4.10.4 Prix de l'électricité / Tarifs

Les tarifs de l'électricité en Jamaïque sont demeurés élevés par rapport aux marchés voisins des Caraïbes, en partie en raison de la dépendance à l'égard d'importations coûteuses de pétrole, d'actifs de production généralement vieillissants et inefficaces et des pertes totales élevées du système. Le tarif de l'électricité pour les clients résidentiels a atteint le chiffre de 312 US\$/MWh (2014) mais a depuis diminué à 231 US\$/MWh en 2016 et rebondi à 279 US\$/MWh en 2017. Les tarifs pour les gros clients industriels sont également élevés, avec une moyenne de 202 US\$/MWh entre 2013-2017 (source : JPS). Les réductions de prix réalisées au cours de ces périodes sont principalement liées à la modernisation de la capacité désuète de production d'électricité au mazout et à l'évolution des prix du pétrole.



6.4.10.4 Aperçu du marché des énergies renouvelables en Jamaïque

Pour faciliter le développement de la production d'énergie renouvelable, OUR et JPS ont lancé un appel d'offres de 115 MW de capacité renouvelable sur une base « *Build, Own, Operate* » (construire, posséder, exploiter). Lors de la première phase des appels d'offres en 2012, 31 offres ont été reçues et 3 projets d'une capacité totale de 80,3 MW ont été admis : 60,3 MW de capacité éolienne dans deux projets, tous deux opérationnels depuis 2016 (Wigton Wind Farm Phase III - 24 MW, et BMR Jamaica Wind project - 36,3 MW), et 20 MW de capacité solaire dans un projet (Content Solar Park appartenant à WRB - 20 MW, opérationnel d'ici 2016). Les projets attribués ont reçu une licence d'électricité et un contrat de vente d'électricité avec JPS à 188 US\$/MWh. En 2015, une deuxième série d'appels d'offres a eu lieu, au cours de laquelle OUR a lancé un appel d'offres pour une capacité totale de 37 MW nécessaires pour atteindre les objectifs de 2015 en matière d'énergies renouvelables. L'offre gagnante a été le parc solaire de Paradise Park à 85 US\$/MWh appartenant au Groupe par l'intermédiaire de la société Eight Rivers Energy Company (EREC).

Les principaux projets d'énergies renouvelables dans le *pipeline* et par capacité installée comprennent :

- Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ) : propriétaire unique du parc éolien de Wigton Windfarm Ltd, la plus grande installation d'énergie renouvelable des Caraïbes. Le développement du parc éolien de Wigton a commencé avec une capacité de 20,7 MW qui a été portée à 38,7 MW en 2010, puis à 62,7 MW en 2016. En 2016, la production totale du parc éolien de Wigton représentait 6,2 % de la capacité installée sur le réseau et 3,7 % de l'électricité produite en Jamaïque ;
- Paradise Park à Westmoreland est une installation solaire photovoltaïque de 51 MW, détenue à 100% par la société Eight Rivers Energy Company (EREC), dont 50% du capital et des droits de

vote, plus une action, sont détenus par le Groupe. Paradise Park a été le projet gagnant de 19 offres déposées auprès de OUR, avec un prix tarifaire de 85 US\$/MWh, et avec un contrat de vente d'électricité de 20 ans. Proparco (banque française de développement) et FMO apporteront un financement total de 64 millions de dollars US pour le projet dont la mise en service est prévue début 2019.

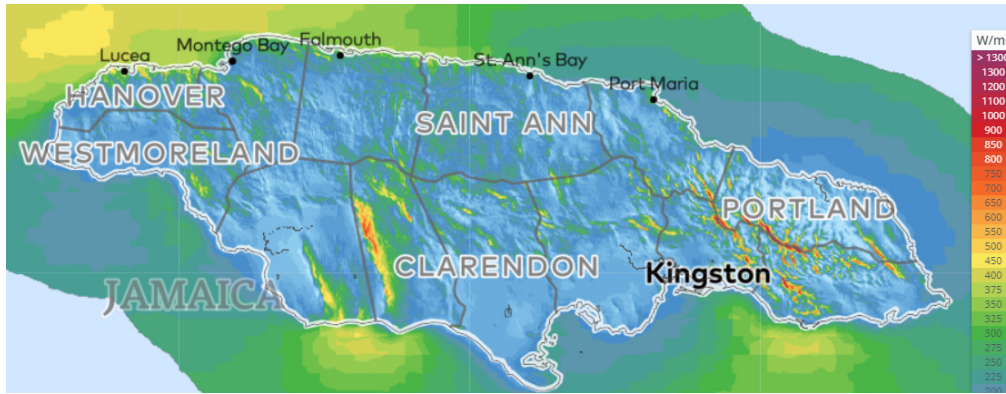
- BMR Energy est la propriété exclusive de Virgin Investments, qui exploite le projet éolien BMR Jamaica à Potsdam, St. Elizabeth, d'une capacité de 36 MW. Le projet a reçu l'appui financier de l'Overseas Private Investment Corporation (OPIC), de la Société financière internationale (IFC) et du gouvernement canadien. Un contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec JPS a été signé pour fournir l'équivalent de 3% de la demande d'électricité de la Jamaïque en 2016.
- Content Solar Park est une installation solaire photovoltaïque de 20 MW située à York Town, détenue entièrement par des entreprises du WRB, un développeur d'énergies renouvelables basé aux États-Unis. Le financement du projet a été assuré en partie (47 millions de dollars sur 63 millions de dollars) par l'Overseas Private Investment Corporation (OPIC). Un contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans a été signé en septembre 2014 avec JPS. Le projet a remporté un appel d'offres ouvert opéré par OUR au prix proposé de 188 US\$/MWh.
- La centrale hydraulique de Maggotty à St. Elizabeth possède une capacité de production de 13,2 MW et appartient entièrement à la Jamaica Public Services Company.

JPS maintient des contrat de vente d'électricité avec les quatre plus grands producteurs indépendants d'énergies renouvelables du pays, y compris : Jamaica Energy Partners (JEP) (124 MW), Jamaica Private Power Company (JPPC) (60 MW), Wigton Wind Farm Limited (62,7 MW) et Jamalco (société de bauxite) (11 MW).

OUR a identifié un certain nombre d'obstacles potentiels à l'intégration d'une grande partie de la production d'énergie renouvelable au réseau national appartenant à JPS. En 2016, JPS a signalé des problèmes de stabilité du réseau causés par une variabilité importante dans la production d'énergies renouvelables, en raison du temps de réponse limité face aux unités de production existantes vieillissantes. En outre, les projets raccordés au réseau de distribution créent des problèmes de gestion et de qualité de l'énergie. Ces contraintes de fiabilité du réseau offrent la possibilité d'investir dans l'infrastructure du réseau et les actifs de stockage raccordés au réseau de distribution pour permettre l'arrivée d'une capacité supplémentaire d'énergies renouvelables. Les développeurs d'énergies renouvelables peuvent également bénéficier d'exemptions fiscales sur l'importation d'équipements de production d'énergies renouvelables.

6.4.10.5 Ressources solaires et éoliennes en Jamaïque

Les ressources éoliennes sont généralement faibles en Jamaïque, à l'exception de certaines zones exposées dans l'ouest de Clarendon, dans le centre de la Jamaïque, ainsi qu'à Portland et Kingston, dans l'est de la Jamaïque, atteignant des niveaux allant jusqu'à 800 W/m².



Les ressources solaires sont modérément fortes dans la majorité de la Jamaïque, se situant constamment entre 1.400 et 1.600 kWh/kWc, avec des niveaux légèrement plus élevés le long des côtes du centre sud et du nord-ouest.



6.5 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DE NEOEN

6.5.1 Modèle opérationnel

6.5.1.1 *Business model* de Neoen

6.5.1.1.1. *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 20 MW en France et entre 50 et 300 MW à l'international) par le biais de participation à des procédures d'appels d'offres et le bénéfice de 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 (prenant essentiellement la forme de contrats pour différence (*contracts for difference*) ou de contrats d'achat d'électricité avec tarifs d'achat obligatoire (TAO)), sur la base d'offres compétitives structurées pour générer un retour sur investissement attractif.

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. Le plus souvent, le Groupe assure le développement du projet dès l'origine, en supervisant de près la phase de construction et en assurant une gestion et une exploitation efficaces du projet. Dans certains cas, le Groupe acquiert opportunément des projets dans des phases peu avancées de développement, par exemple, lorsque les droits fonciers ont été acquis ou lorsque les permis ont été obtenus (ou, plus

rarement, à des stades plus avancés du projet), mais conserve toujours la même approche que celle qu'il retient pour les projets qu'il développe dès l'origine, en matière de développement, d'organisation de l'approvisionnement et du financement, de construction et d'exploitation. Le Groupe vend la majeure partie de l'électricité produite par les installations qu'il exploite à des contreparties fiables et au long terme, essentiellement des entreprises étatiques ou des entreprises de distribution d'électricité.

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 fort 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 des 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 6.5.1.2.1 « *Identification des opportunités* » du présent document de base. 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. Pour une présentation des marchés, se référer à la Section 6.4 « *Description du marché des énergies renouvelables* » du présent document de base. 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 la maintenance et l'exploitation des projets (prestataires *O&M*) et ce, afin de garantir un niveau élevé de disponibilité des actifs. L'approche du Groupe relative à l'analyse des opportunités de projets potentiels, des procédures d'appel d'offres et du développement des projets est exposée plus en détail à la Section 6.5.1.2 « *Planification et développement des projets* » du présent document de base. Pour plus de détails concernant la construction et l'exploitation, se référer respectivement aux Sections 6.5.1.4 « *Approvisionnement et construction* » et 6.5.1.5 « *Exploitation des actifs de production* » du présent document de base.

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 et 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 6.5.1.6. « *Vente de l'électricité par le Groupe* » du présent document de base. 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 (pondéré 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 au 30 juin 2018 et parallèlement, une durée moyenne résiduelle des contrats de vente d'électricité (pondérée par MW en exploitation) de 15,5 ans à compter de cette même date. Au 30 juin 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 1.255 MW de projets en exploitation (« *in operation* »), 590 MW de projets en construction (« *under construction* »), 1.106 MW de projets en phase « *awarded* », 1.208 MW de projets en phase « *tender-ready* », 2.521 MW de projets en phase « *advanced development* » et 3.674 MW de projets en phase « *early stage* ». Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.5.1.2.4 « *Classification des projets* » du présent document de base.

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 exploitation) soit en procédant à la conclusion de baux à long terme d'une durée pouvant aller jusqu'à 99 ans et généralement de 20-60 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 6.5.1.7.1 « *Propriété foncière et baux* » du présent document de base.

6.5.1.1.2. *Un leadership multi-local*

En complément de son modèle « *develop-to-own* », le Groupe adopte une politique d'expansion géographique à l'international. Les marchés les plus importants du Groupe en termes d'actifs en exploitation et en construction sont la France et l'Australie, où le Groupe a respectivement débuté ses activités en 2008 (depuis sa fondation) et en 2012. Les efforts du Groupe lui ont permis de devenir un *leader* dans la production indépendante d'électricité sur chacun de ces marchés, avec plus de 1.614 MW en exploitation et en construction au 30 juin 2018. Sur la base de ses projets en phase « *awarded* » et de son *pipeline* de projets, l'Amérique latine sera bientôt la troisième principale région d'implantation du Groupe. Au 30 juin 2018, le portefeuille de projets du Groupe en Amérique latine (comprenant l'Argentine, la Colombie, le Salvador, le Guatemala et le Mexique) était composé de 718 MW de projets en phase « *awarded* », 675 MW de projets en phase « *tender-ready* » et 385 MW de projets en phase « *advanced development* ».

Le Groupe se donne pour objectif de développer une présence locale sur chacun de ses marchés cibles, tout en respectant une politique de répartition de sa présence internationale à hauteur de 80% de sa puissance installée 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 et présentant des opportunités d'atteindre 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 de base, 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 prometteur 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 supervisées. 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 « *early stage* » prêts à être utilisés lorsqu'une procédure d'appel d'offres se présentera. Dans tous les cas, après implantation sur un nouveau marché, le Groupe entretient 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 la communauté locale, 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 constructives 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. De plus, tout en capitalisant sur son management local et centralisé pour délivrer des projets de haute qualité, le Groupe améliore sa compétitivité, lui permettant ainsi de consolider sa crédibilité, de démontrer sa fiabilité et son engagement à répondre aux besoins énergétiques du marché. Sa capacité à s'associer à des partenaires commerciaux et administratifs de confiance facilite les transactions et permet au Groupe de générer et reproduire des transactions à des conditions préférentielles. 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 30 juin 2018, environ 85% de la capacité sécurisée du Groupe faisaient l'objet de contrats de vente d'électricité à des prix inférieurs à 92€/MWh (au taux de change en vigueur au 30 juin 2018) et environ 50% de la capacité sécurisée du Groupe faisaient l'objet de contrats de vente d'électricité à des prix inférieurs à 55€/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 incluant l'électricité vendue par l'installation Hornsdale Power Reserve comprise dans les prix moyens combinés des projets éoliens Hornsdale).

Lorsque l'implantation sur un marché donné est fructueuse, le Groupe cherche à se développer dans des régions avoisinantes, soit dans le même pays soit dans un pays voisin, en application de la stratégie dite « *cluster* » du Groupe. Cet élément de sa politique de *leadership* multi-local permet au Groupe d'exploiter la proximité de ses ressources existantes et de tirer profit des connaissances acquises sur ces marchés.

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.

6.5.1.1.3. *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 30 juin 2018, le Groupe était le seul détenteur de 60% de ses actifs en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* ») (par MW) et détenait 84% (93% à l'exclusion de l'installation photovoltaïque de Cestas) de ces projets après prise en compte de la quote-part du Groupe dans les projets co-investis. Pour une description plus détaillée de la détention des actifs du Groupe, le lecteur est invité à se reporter aux tableaux figurant à la Section 6.5.2. « *Secteurs d'activités* » du présent document de base. 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 détient une participation majoritaire dans le projet plutôt qu'une participation exclusive, qu'il cherche néanmoins à structurer de telle sorte qu'elle lui confère, dans la mesure du possible, des avantages similaires à ceux d'une participation exclusive. Le principe de détention exclusive des projets connaît des exceptions lorsque le Groupe choisit d'octroyer une participation (minoritaire) à des partenaires commerciaux 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 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 personne. Cette contrainte était due au fait que la réglementation qui imposait à EDF d'acheter de l'électricité provenant d'un site de production donné limitait la taille du site et imposait que les onduleurs détenus par un même producteur fussent séparés par une certaine distance réglementaire.

Pour une description plus détaillée au sujet de ces exigences réglementaires et de la structure du projet Cestas, voir les Sections 6.6.2. « *La réglementation applicable en France* » et 7.2.1.2 « *Sociétés de projets* » du présent document de base.

6.5.1.2 Planification et développement des projets

6.5.1.2.1. *Identification des opportunités*

Le processus d'identification des projets prometteurs débute par une analyse des marchés potentiels, telle que décrite à la Section 6.5.1.1.2. « *Un leadership multi-local* » du présent document de base. Lorsqu'un marché prometteur est repéré, le Groupe développe activement un *pipeline* de projets sur ce marché et ce, avant même l'annonce de procédures d'appel d'offres locales. En identifiant préalablement les marchés avec des besoins énergétiques importants et des possibilités de production d'énergie renouvelable à un niveau inférieur ou égal à la parité réseau, le Groupe peut poursuivre le processus avec la confiance que les sites et projets sélectionnés pourront ensuite être intégrés aux procédures d'appel d'offres. Les équipes du Groupe peuvent préparer ces procédures d'appel d'offres grâce à la mise en place de phases de développement de projet décrites plus en détail à la Section 6.5.1.2.3 « *Développement des projets* » du présent document de base, ou en collaborant avec des développeurs locaux afin de disposer de connaissances spécifiques ou de capitaliser sur des projets de développement déjà en place.

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 qui présentent un niveau prometteur de ressources solaires et éoliennes avec des possibilités de raccordement au réseau. 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 informe la direction de ses évaluations et de ses conclusions préliminaires. 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 au risque dans l'éventualité où il devait considérer que les coûts de développement ne sont pas justifiés au regard des bénéfices anticipés.

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 (voir la Section 9.1 « *Présentation générale* » du présent document de base).

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 validation du projet par le management ainsi que la modélisation financière et budgétaire du projet.

6.5.1.2.2. *Participation aux procédures d'appel d'offres*

Les procédures d'appel d'offres auxquelles le Groupe participe sont structurées de façon différentes 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 Sections 6.5.2.1.2 « *Politique de développement des projets photovoltaïques* » et 6.5.2.2.2 « *Politique de développement des projets éoliens* » du présent document de base, 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, la présence de contreparties notoirement solvables et un risque de contrepartie réduit 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 conclus à long terme, allant de 15 à 20 ans (et dans certains cas jusqu'à 25 ans). Ces contrats de vente d'électricité sont généralement accordés sur la base de considérations de prix avec un levier faible, voire inexistant, de négociations. Les acheteurs privés, quant à eux, comprennent des entreprises de distribution (*utilities*) et des entreprises industrielles avec lesquelles les contrats de vente d'électricité ont 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 6.5.1.6.1 « *Contrats de vente d'électricité* » du présent document de base.

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), 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 ;

- 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 puissance 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 (bien que ces derniers appliquent plutôt une approche P90) ;
- les hypothèses d'exploitation (y compris les charges d'exploitation) qui sont en grande partie alignées avec les hypothèses du prêteur afin de garantir un degré significatif de cohérence avec les points de vue des prêteurs potentiels ; 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 négociées 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 conseiller tiers 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'une contrepartie 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 (i) certaines variations potentielles de TRI qui peuvent survenir entre son offre et le *closing* financier ou (ii) certaines améliorations de TRI qui peuvent survenir

après le *closing* financier, en raison de la difficulté à quantifier de telles variations et améliorations de manière prospective. Par ailleurs, un calcul de TRI sur 30 ans, comme certains concurrents du Groupe le font, permettrait une présentation de TRI supérieure.

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 (le Groupe se protégeant également contre d'éventuelles fluctuations défavorables) ;
- des variations dans les conditions contractuelles des contrats *EPC* et *O&M* entre les propositions initiales des prestataires servant aux participations aux procédures d'appel d'offres et les contrats définitifs ; et
- de la négociation de conditions de financement améliorées par rapport aux lettres d'intention initiales des prêteurs que le Groupe présélectionne par le biais de sondages de marché préalables à la soumission des offres.

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

- l'optimisation des coûts, notamment par la renégociation éventuelle des contrats *O&M* ;
- le refinancement de la dette projet, lorsque des conditions de marché favorables permettent au Groupe d'améliorer les conditions de financement, d'autant plus que les prêteurs deviennent de plus en plus sophistiqués en matière de financement de projets d'énergies renouvelables et aptes à calibrer les financements en fonction de leurs risques ;
- l'allongement de la durée de vie des projets au-delà de l'hypothèse interne du Groupe d'une durée de vie utile de l'actif de 30 ans, compte tenu notamment de l'accent mis par le Groupe sur le déploiement de technologies de haute qualité dans ses projets et de sa supervision étroite des activités *O&M* ;
- le remplacement de ses projets (*repowering*) au fur et à mesure que les technologies en matière d'énergies renouvelables évoluent et s'améliorent, et que le Groupe remplace et améliore ses projets ;
- l'intégration de solutions de stockage pour améliorer la performance opérationnelle des projets du Groupe en réduisant l'intermittence et augmenter le chiffre d'affaires de ses projets avec un chiffre d'affaires spécifique au stockage provenant des services et des flux de revenus décrits plus en détail à la section 6.5.2.3 « *Stockage d'énergie* » du présent document de base ; et
- 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.

Dans plusieurs cas, le Groupe a déjà obtenu ces améliorations du TRI réel de ses projets (comme il l'a fait dans le cas du refinancement de 249 millions d'euros de la dette projet de l'installation photovoltaïque de Cestas, tel que décrit à la Section 6.5.2.1.3(i)) « *Exemples d'installations photovoltaïques en exploitation* (« in operation ») et en construction (« under construction ») » du présent document de base.

6.5.1.2.3. 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 6.5.2.1.2 « *Politique de développement des projets photovoltaïques* », 6.5.2.2.2 « *Politique de développement des projets éoliens* » et 6.5.2.3.6 « *Politique de développement des installations de stockage d'énergie* » du présent document de base, en particulier pour la France et l'Australie.

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'exploitation 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 locales de développement (comme c'est souvent le cas). Le Groupe cherche constamment à réduire autant que possible 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 est 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 avec des acheteurs privés, 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 directeur de développement de projet (*project development manager*) supervise la structuration du projet et gère différentes unités telles que l'équipe d'achat centralisée, 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.

Dans tout développement de projet, il existe un processus clairement établi pour la passation du projet d'une équipe à une autre à chaque étape d'évolution du projet. 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 de supervision. Sur le plan administratif, l'équipe de financement confie la gestion de la dette à une équipe de contrôle financier en temps opportun.

6.5.1.2.4. *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 de base, 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* » 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 (« *under 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 exploitation (« *in operation* ») : 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.

Sur la base des analyses internes du Groupe et des informations disponibles, le temps moyen entre la date à laquelle un projet répond aux critères pour être considéré comme étant en phase « *advanced development* » et le moment où il entre en exploitation (à l'exclusion des projets acquis), est généralement le suivant, par zone géographique et pondéré par MW :

Durée (en années) pour que les projets passent de la phase « <i>advanced development</i> » à la mise en exploitation		
	<i>Solaire</i>	<i>Éolien</i>
EMEA	3,5	4,8
Australie	4,4	5,5
Amériques	3,1	N/A

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 30 juin 2018, les projets du Groupe d'une capacité totale de 2,3 GW ont remporté des appels d'offres ou obtenu un tarif d'achat obligatoire à guichet ouvert ou un complément de rémunération. Sur la même période, 2.139 MW de projets ont été « *awarded* » dans le cadre d'appels d'offres et 3.053 MW de projets n'ont pas été retenus, mais certains d'entre eux pourront néanmoins être représentés lors d'appels d'offres futurs.

Par ailleurs, depuis la création du Groupe, ses projets en phase « *awarded* » ont systématiquement atteint la phase de construction (« *under construction* »), à l'exception de deux projets. Le premier, en Égypte (50 MW), a été abandonné en raison de changements inattendus dans les termes du contrat de vente d'électricité après l'obtention du projet, qui le soumettaient à une exposition au risque de change incompatible avec la politique du Groupe. Le second, en Jordanie (34 MW), a été abandonné en raison de l'impossibilité de parvenir à un accord sur le contrat de vente d'électricité avec une contrepartie privée sur la base des garanties exigées par les prêteurs.

6.5.1.3 Financement des projets

6.5.1.3.1. *Processus de financement*

Une fois qu'un projet en développement est suffisamment avancé, le Groupe entame un processus de sondage du marché avec les 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.

6.5.1.3.2. *Structuration et périmètre des financements*

Le Groupe structure généralement 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. Les émissions obligataires vertes (*green bonds*) de 2015 et 2017 du Groupe entrent dans cette dernière catégorie (pour une description détaillée de ces financements, se reporter à la Section 7.2 « *Filiales et participations* » et la Section 10.2 « *Endettement du Groupe* » du présent document de base). De plus, en France, où les contraintes notamment réglementaires limitent la taille globale des projets, 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. Les regroupements de projets permettent au Groupe d'obtenir des financements plus favorables 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, dans le cadre de son financement « *Mistral* », 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 (financés par KfW-Ipex), qui représentent ensemble environ 80% du financement total).

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. Il est également sans recours sur les actifs des autres entités du Groupe qui sont en dehors du périmètre du projet financé (ou des projets financés en cas de regroupement de projets dans un seul financement) et il n'entraîne pas de risque de refinancement car il est remboursé en totalité à partir des flux de trésorerie générés par les projets financés. Pour plus d'informations sur la structuration et le périmètre des financements, se reporter à la Section 10.2.2 « *Dettes financières du Groupe* » du présent document de base.

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 ses installations photovoltaïques de Cabrela et Seixal au Portugal en octobre 2017, dans le cadre du refinancement « *Olissipo* ». Ce refinancement a notamment permis au Groupe d'augmenter l'effet de levier des projets, d'allonger la maturité de leur dette, d'améliorer leur marge d'endettement et de déboucler les garanties émises par le Groupe dans le cadre de ces projets. Le Groupe a également refinancé 249 millions d'euros de dette projet pour son installation photovoltaïque de Cestas, comme décrit plus en détails à la section 6.5.2.1.3(i) « *Exemples d'installations photovoltaïques en exploitation* (« in operation ») et en construction (« under construction ») du présent document de base.

6.5.1.3.3. *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).

Depuis sa création jusqu'au 30 juin 2018, le Groupe a levé environ 2.134,5 millions d'euros de financement auprès de tiers (hors TVA) au niveau des sociétés de projets. Le type de prêteur dans ces montages dépend du marché concerné :

- Sur les marchés développés, le Groupe a établi des relations solides avec un ensemble de « banques partenaires » telles que KfW Ipex, Société Générale, Groupe BPCE 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 peut choisir de travailler avec des banques de développement en plus des banques partenaires (et dans certains cas, en particulier sur les marchés émergents, il peut être obligé de travailler avec de telles banques de développement). Ces prêteurs comprennent, par exemple, Proparco, la Société interaméricaine d'investissement, la Société financière internationale et la Overseas Private Investment Corporation.

Le financement en fonds propres des projets du Groupe depuis sa création en 2008 jusqu'au 31 décembre 2017 s'élève à 271,1 millions d'euros. Ce montant comprend 222,0 millions d'euros apportés par les actionnaires du Groupe (par le biais d'augmentations de capital et d'avances en compte courant, sans tenir compte de remboursements ou refinancements ultérieurs) et 49,1 millions d'euros provenant de tiers investisseurs dans les sociétés de projets.

Les conditions de prêt, et en particulier le niveau d'endettement d'un projet particulier, dépendent de divers facteurs, dont les suivants :

- *Flux de trésorerie attendus du projet.* Les flux de trésorerie attendus dépendent avant tout des conditions tarifaires du contrat de vente d'électricité et de la production d'énergie attendue de l'installation (puissance et disponibilité des ressources). Le prêteur concerné effectuera donc une *due diligence* détaillée sur le plan du projet pertinent et examinera attentivement le(s) contrat(s) de vente d'électricité, les accords contractuels et les spécifications techniques et d'équipement pour le projet afin d'assurer une qualité et une fiabilité satisfaisantes. Pour cette raison, le Groupe accorde une attention particulière à négocier des clauses contractuelles compatibles avec un financement (telles que les clauses de prolongation de la durée et les clauses de garanties) et aux équipements et solutions techniques de financement afin de donner suffisamment de confort aux prêteurs potentiels quant à la fiabilité des flux de trésorerie de ses projets ;
- *Localisation du projet.* Le calcul de l'effet de levier tient compte du risque pays. Les projets sur les marchés matures permettent donc un effet de levier plus important que sur les marchés en développement ;
- *Risque de contrepartie.* Dans certains cas, l'acheteur d'électricité est une entreprise privée exerçant ses activités dans une région ou un pays donné. Les modalités de financement dépendront en partie de la solvabilité de cet acheteur ;
- *Risque de marché.* La présence et la proportion résiduelles des ventes de marché ont une incidence sur le calcul. Les projets présentant une couverture plus large par des contrats de vente d'électricité peuvent généralement supporter un pourcentage plus élevé d'endettement vu le risque moindre par rapport aux ventes sur le marché *spot* ;

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.

6.5.1.4 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 (*project construction manager*) attitré qui prend la relève du directeur de développement de projet (*project development manager*). Le directeur des travaux (*project construction manager*) est un responsable d'équipe expérimenté qui possède au minimum un master en génie civil et un niveau d'expérience adapté aux défis du marché concerné :

- France : 3-5 ans d'expérience dans le domaine de la construction ;
- Australie et autres pays développés : 5-10 ans d'expérience dans le domaine de la construction ;
- Pays en développement : 10 ans d'expérience ou plus dans le domaine de la construction.

Au 30 juin 2018, le Groupe employait 12 chefs de projets (*project managers*), dont cinq ont travaillé sur des projets européens et étaient basés en France, et les sept autres sur des projets non européens situés dans le reste du monde. Le chef 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 (*asset manager*), ainsi que de la gestion des relations avec les parties prenantes du projet. Plus précisément, le directeur des travaux (*project construction manager*) :

- supervise la mise en œuvre appropriée de la conception technique du projet présentée dans les annexes pertinentes des contrats *EPC* (pour les centrales solaires) ou des accords de fourniture d'aérogénérateurs (composants *BOP*) (pour les parcs éoliens) conclus avec les prestataires concernés ;
- dans le cas des parcs éoliens, traite de la logistique relative aux turbines éoliennes ;
- assure la liaison avec les autorités locales et les propriétaires fonciers ;
- en France, assure la liaison avec le gestionnaire du réseau de raccordement de l'installation ;
- gère la relation du Groupe avec la contrepartie au contrat de vente d'électricité relatif au projet ;
- supervise les questions en matière d'hygiène, sécurité et environnement (« HSE »), conformément à la réglementation applicable et aux politiques HSE du Groupe (voir la Section 8.2 « *Développement durable et responsabilité sociétale de Neoen* » du présent document de base), en coordination avec des consultants HSE spécialisés ;
- réalise une gestion continue des risques ;
- gère le contrôle de la qualité des travaux, le montage et l'installation, ainsi que de la phase de mise en service du projet et les tests de performance ;

- gère le *reporting* HSE, l'avancement des projets et les questions budgétaires (y compris les rapports sur les dépenses prévues versus dépenses réelles) ; et
- gère le démarrage industriel et commercial du projet.

Dans le cadre de ces missions et selon ses besoins, le directeur des travaux (*project construction manager*) 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 spécifie les panneaux et modules photovoltaïques qu'il souhaite utiliser pour un projet et donne son avis sur les autres composants du système (composants *BOS*), qui se composent de l'équipement et des composants nécessaires à la construction d'une installation solaire autres que les panneaux et modules photovoltaïques. Le Groupe fonde son choix de panneaux et modules et d'autres composants du système (composants *BOS*) sur des caractéristiques techniques (en mettant l'accent sur la qualité des composants et des structures des systèmes tout en tenant compte de caractéristiques telles que le ratio de performance, la tolérance de la structure, la méthode d'installation, la durée de vie des composants et la taille des équipements, le type et la puissance de production). 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, une seule plateforme d'approvisionnement en panneaux photovoltaïques auprès d'un seul fournisseur ou plusieurs plates-formes peuvent être utilisées (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 généralement 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 et au Mexique, cette période est estimée jusqu'à environ 15 mois en raison de la taille des projets du Groupe en phase « *awarded* » dans ces pays).

- *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 d'aérogénérateurs avec lequel il signe un contrat de fourniture d'aérogénérateurs (*turbine supply agreement*) pour l'approvisionnement, le transport, l'installation et la mise en service des aérogénérateurs. Outre les aérogénérateurs, 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'aérogénérateur au sol. Le fournisseur d'aérogénérateurs 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, où les projets éoliens du Groupe atteignent généralement des capacités d'environ 10-12 MW, 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 peuvent atteindre 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. En raison de la qualité du développement et de la structuration des projets, le Groupe n'a utilisé historiquement en moyenne que 20% de ces budgets d'aléas (hors centrale biomasse de Commeny et Hornsdale Power Reserve, qui sont par nature des projets différents des projet solaires et éoliens du Groupe et, par conséquent, non comparables en termes de budgets d'aléas et leur utilisation). Cette utilisation limitée des budgets d'aléas permet au Groupe de rediriger les budgets d'aléas inutilisés vers le financement d'autres activités de développement de projets.

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 (*project manager*) 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 (*project construction manager*). 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, en particulier dans les territoires où les autorités locales et les gestionnaires de réseaux n'ont que peu ou pas d'expérience logistique et technique en matière de de raccordement d'installation de production d'énergie renouvelable.

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'aérogénérateurs, 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 Energies & Services, TSK, S&W Energy Solutions et Downer (en Australie). Dans certains cas, cependant, le Groupe conclut des contrats-cadres avec des prestataires *EPC* éprouvés dans le cadre de procédures de mise en concurrence, lorsque ces contrats permettent au Groupe de disposer d'importants volumes dont il peut tirer parti pour ses processus de développement de projets. Par exemple, en mai 2017, le Groupe a conclu un contrat avec Schneider Electric qui couvre des solutions et des services solaires sur trois continents, dont des stations de conversion avec des onduleurs de 1.500 volts, des appareillages de commutation moyenne tension, des transformateurs et un système complet de surveillance et de contrôle, ainsi que des services de maintenance tout au long du cycle de vie des installations. Cet accord comprend également la mise à disposition d'une équipe de services dédiée pour soutenir le Groupe et ses prestataires *EPC*.

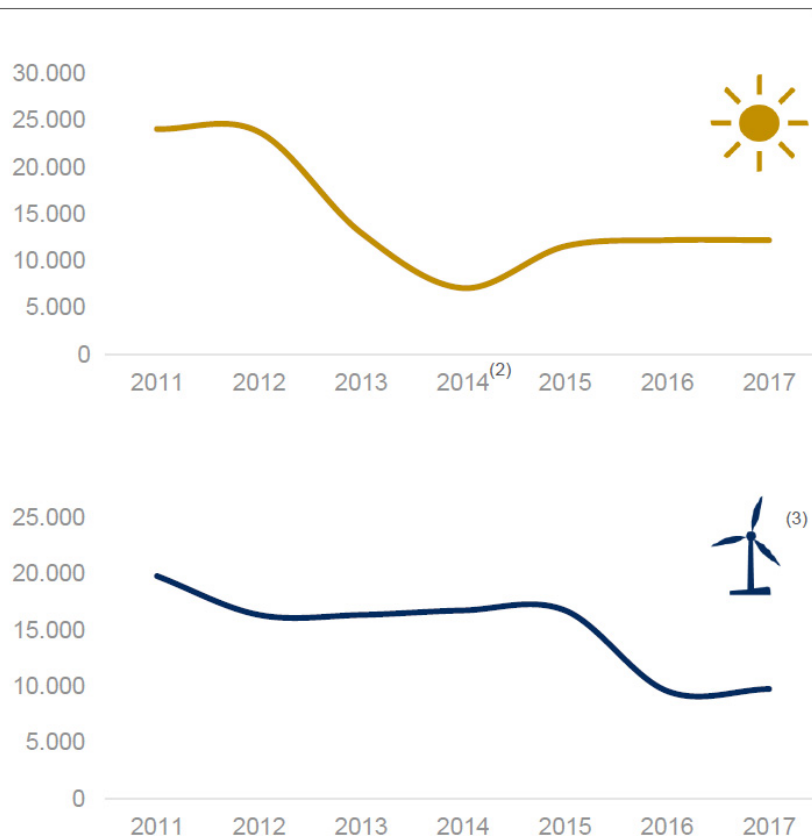
L'équipe de négociation des contrats du Groupe centralisée à Paris (avec du personnel supplémentaire prévu en Australie) négocie les accords avec les prestataires *EPC* et *BOP*. L'équipe en charge du contrat élabore des contrats adaptés au projet et à sa situation géographique, conçus pour fournir au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

6.5.1.5 Exploitation 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 à 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. Au 30 juin 2018, les contrats *O&M* pour les installations photovoltaïques du Groupe ont une durée moyenne d'environ 14,6 ans et ses contrats *O&M* pour ses installations éoliennes ont une durée moyenne de 16,2 ans (pondérée dans chaque cas par MW pour les installations en exploitation et en construction). 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 et de la fourniture des équipements. Dans le cas des installations photovoltaïques, le prestataire *O&M* est habituellement le contractant *EPC* engagé pour construire la centrale solaire, tandis que dans le cas des installations éoliennes, le prestataire *O&M* est habituellement le fournisseur d'aérogénérateurs.

En raison, notamment, de l'importance des installations du Groupe, de ses relations étroites avec des prestataires *O&M* réputés et de la concurrence croissante entre les prestataires *O&M* à mesure que les marchés des énergies renouvelables se développent, le Groupe est en mesure de négocier des prix pour ses contrats *O&M* de plus en plus compétitifs, comme le montrent les graphiques ci-dessous :

Tendance des coûts *O&M* (euros/MW/an)⁽¹⁾



⁽¹⁾ Coûts *O&M* contractuellement définis à la date de signature du contrat *O&M*.

⁽²⁾ Reflète l'impact de l'installation photovoltaïque de Cestas.

⁽³⁾ Aucun contrat *O&M* pour les installations éoliennes signés en 2013 ou 2015.

La gestion et l'exploitation 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 (*asset managers*) du Groupe qui supervisent un portefeuille défini endossant l'entière responsabilité de la conformité et de la performance de l'actif ;
- Le suivi, la supervision et l'analyse en continu, qui sont assurés en partie par les gestionnaires d'actifs (*asset managers*) 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 55 000 et des examens continus et périodiques avec des comparaisons de performance avec les pairs.

Chacun des actifs du groupe est géré par un gestionnaire d'actifs (*asset manager*) du Groupe, qui succède au directeur des travaux compétent (*project construction manager*) du Groupe à partir de la date de début des opérations de commercialisation de l'actif. Le gestionnaire d'actifs (*asset manager*) est situé à proximité, et a une connaissance approfondie, de l'actif et de son site. En dehors de l'Australie, les questions financières et administratives relatives à l'actif sont traitées par une équipe financière centralisée en France, tandis que le gestionnaire d'actifs (*asset manager*) est chargé de superviser les aspects techniques et d'élaborer un plan de gestion détaillé concernant l'actif. En Australie, les questions financières et certaines autres questions administratives sont traitées localement. La grande expérience du Groupe sur le marché australien des énergies renouvelables permet à ses équipes australiennes d'opérer avec une plus grande autonomie, ce qui les rend plus efficaces et réactives dans la gestion de ces questions.

En particulier, en ce qui concerne les actifs qui relèvent de leur compétence, les gestionnaires d'actifs (*asset manager*) du Groupe sont engagés dans les activités suivantes :

- la gestion de la production, en surveillant en permanence les niveaux de production, en réagissant aux problèmes identifiés et en gérant un plan d'action à moyen et long-terme ;
- la production et le *reporting* technique ;
- la gestion des coûts, par la préparation, le suivi et l'optimisation du budget opérationnel de l'actif au moyen d'outils de contrôle pertinents ;
- la gestion des opérations de maintenance, par la supervision des activités du prestataire *O&M*, comprenant la mise en œuvre appropriée de mesures préventives et correctives de maintenance ;
- la gestion de la performance, par le calcul et le suivi d'indicateurs de performance de l'actif, tels que le ratio de performance (mesure de l'efficacité, exprimée en pourcentage, correspondant au ratio entre la production réelle d'électricité de l'installation et la production théorique pendant une période de référence) et la disponibilité de l'installation (mesure, exprimée en pourcentage, du temps relatif pendant lequel un actif est en exploitation et génère de la valeur), et en réclamant des paiements contractuellement spécifiés pour compenser la sous-performance lorsque ces indicateurs ne sont pas conformes aux minimums spécifiés dans les contrats *O&M* applicables ;
- la gestion de la sécurité, en structurant la gestion des questions HSE, en supervisant leur mise en œuvre et en organisant le *reporting* des indicateurs HSE ;

- la gestion des parties prenantes, en assurant la liaison avec les parties prenantes locales, y compris les propriétaires fonciers, les représentants des communautés locales et les services de l'État ;
- les relations permanentes avec les gestionnaires de réseaux concernés ;
- le soutien de l'équipe financière dans la préparation des rapports exigés par les prêteurs ;
- la conformité avec les contraintes et engagements réglementaires ; et
- la gestion des réclamations d'assurance et le suivi des incidents, avec des visites systématiques sur site à la fin des périodes de garantie.

En outre, les gestionnaires d'actifs (*asset managers*) du Groupe développent un domaine d'expertise, qu'il s'agisse de l'éolien, du solaire, du raccordement au réseau, des questions HSE, de l'informatique ou autre, qui peut être utilisé de manière productive pour établir des meilleures pratiques et un partage de l'information à travers le Groupe.

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 (*load factor*), le chiffre d'affaires consolidé, le niveau de production, les pénuries (*shortfalls*) (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'exploitation 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 (*asset managers*) 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). Le gestionnaire d'actifs (*asset manager*) procède à des examens de suivi mensuels et à l'examen et à l'évaluation des services du prestataire sur une base annuelle qui établit les lignes directrices pour les services de l'année suivante.
 - 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 (*mean time to repair*) et de la durée moyenne entre deux défaillances (*mean time between failures*) 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.
 - o La performance des installations solaires est évaluée en fonction de trois indicateurs clefs de performance (*KPIs*) : la ressource solaire (la disponibilité et la puissance 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.
 - o 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 puissance, 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 à la Section 8.2. « *Développement durable et responsabilité sociétale de Neoen* » du présent document de base.

6.5.1.6 Vente de l'électricité par le Groupe

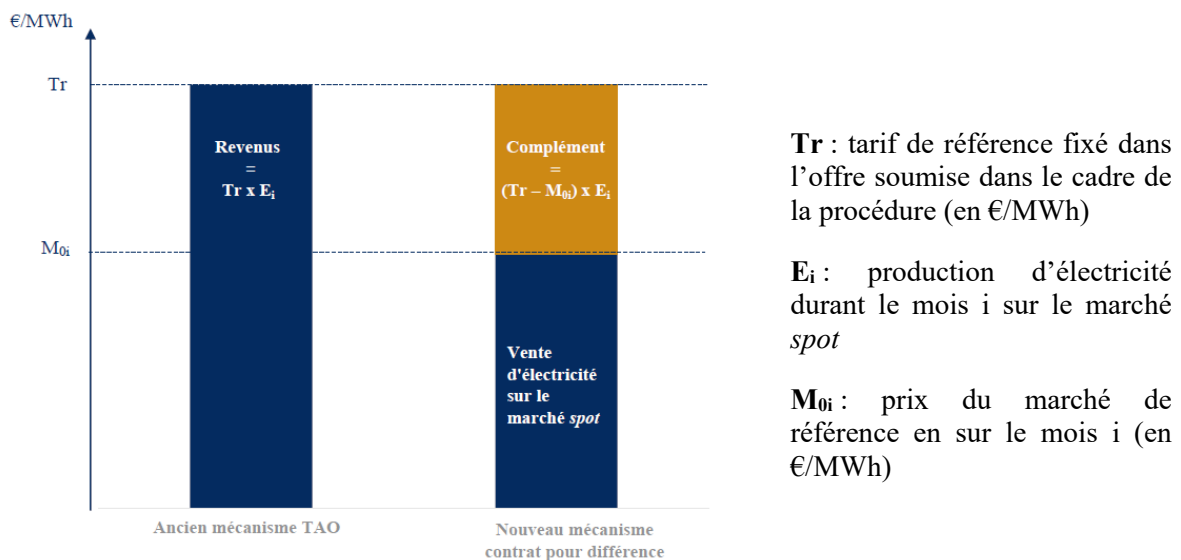
Le Groupe vend l'électricité produite par ses installations soit (i) dans le cadre de contrats de vente d'électricité principalement conclus avec des contreparties étatiques ou des entreprises de distribution d'électricité (*utilities*), ainsi qu'auprès d'un nombre limité d'acheteurs privés, soit (ii) 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 (*green certificates*), au *spot* dans le cadre d'accords bilatéraux. Les principales caractéristiques de ces contrats sont résumées ci-dessous.

6.5.1.6.1 Contrats de vente d'électricité

(i) 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 dans le cadre de procédures d'appels d'offres. Au 30 juin 2018, 86% de sa capacité sécurisée de production était vendue à travers des contrats conclus post-appels d'offres. À l'exception des contrats de vente d'électricité se rapportant à des projets éoliens français, qui ont généralement une durée de 15 ans, la plupart des contrats de vente d'électricité du Groupe sont conclus pour une durée de 20 ans (pouvant aller dans certains cas jusqu'à 25 ans) et portent généralement sur une capacité déterminée d'électricité à un prix donné (dans certains cas, ajusté pour tenir compte de l'inflation). Historiquement, ces contrats de vente d'électricité étaient basés sur un mécanisme de tarif d'achat obligatoire, décrit à la section 6.5.1.6.2. « *Tarifs d'achat obligatoire* » du présent document de base, dont le Groupe a bénéficié pour un certain nombre de ses installations. Toutefois, les énergies renouvelables étant devenues de plus en plus compétitives et les prix ayant chuté, un nombre croissant d'appels d'offres visés actuellement par le Groupe proposent la conclusion de contrats pour différence, décrits ci-dessous. Le premier projet du Groupe bénéficiant d'un contrat pour différence est entré en exploitation 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 :



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 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. À côté, 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 diffère de celui des procédures publiques d'appel d'offres en ce qu'il 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 particulier en France, a été de plus en plus limité et n'est actuellement disponible que pour des projets de petite envergure. En conséquence, alors que le Groupe avait auparavant entrepris le développement de son activité solaire dans le cadre de dispositifs à guichet ouvert en France, il 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 est de 18 MW (avec un maximum de six turbines d'une capacité maximale de 3 MW chacune).

(ii) 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 exploitation 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 (qui peuvent faire l'objet d'une dynamique politique défavorable) et d'obtenir une plus grande flexibilité dans l'établissement des structures de prix et des conditions que dans les appels d'offres publics.

6.5.1.6.2. 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. 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. Pour une description de ces régimes, le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.6 « Réglementation » du présent document de base.

6.5.1.6.3. *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. Ces ventes peuvent être utilisées stratégiquement pour exploiter la capacité des installations qui n'est pas destinée à répondre aux besoins en électricité au titre des contrats pour différence ou des contrats de vente d'électricité long-terme conclus par le Groupe. 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 aérogénérateurs sont progressivement assemblés et où un ou plusieurs aérogénérateurs 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*) (par exemple, jusqu'à ce que la construction des aérogénérateurs restants soit terminée). Au cours de cette période, le Groupe peut vendre sur le marché *spot* l'électricité produite par les aérogénérateurs déjà mis 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, bien qu'il s'assure toujours que le projet bénéficie d'un contrat de vente d'électricité « d'ancrage » en place (généralement pour 70% ou plus de la capacité du projet). Par exemple, en Australie, les délais pour la mise sur le marché des projets ont tendance à être plus courts. Par conséquent, le Groupe commence souvent la construction du projet et réalise des ventes sur le marché *spot* tout en identifiant les opportunités de contrats de vente d'électricité pour lesquelles la centrale peut être déployée à long terme, ce qui lui permet d'améliorer 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. Par exemple, les revenus des projets éoliens Hornsdale Wind Farm 2 et Hornsdale Wind Farm 3 au cours du premier semestre 2018 ont uniquement consisté en des ventes d'électricité au titre de contrats court-terme à des prix plus élevés que ceux prévus dans les contrat de vente d'électricité long-terme subséquents. 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. Comme décrit plus en détail au 6.5.2.1.2(ii) « *Développement de projets photovoltaïques en Australie* », le Groupe peut également structurer le développement et le financement de ses projets d'une manière lui permettant d'équilibrer les ventes sur le marché *spot* ou au titre de contrats de vente d'électricité à court terme et les ventes via des contrats de vente d'électricité long-terme, tout en conservant la capacité de s'appuyer sur une plus grande partie des ventes d'électricité d'une centrale par le biais de contrats de vente d'électricité additionnels ou élargis.
- *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 batterie 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 midi 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 batterie disponible.

6.5.1.7 Capturer la valeur finale au-delà de l'échéance des contrats de vente d'électricité

6.5.1.7.1. *Propriété foncière et baux*

Pour une minorité de projets, le Groupe est propriétaire des terrains sur lesquels ses actifs sont situés ou installés (au 30 juin 2018, 27% des MW en exploitation 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 20-60 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 (98% des MW situés sur des terrains pour lesquels le Groupe a conclu des baux contenant une option de prorogation au 30 juin 2018). 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. 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 ou d'optimiser son utilisation des biens immobiliers ou des baux après l'expiration des contrats de vente d'électricité. Pour plus d'informations sur la propriété foncière et les baux, voir la section 8.1. « *Immobilisations corporelles importantes existantes ou planifiées* » du présent document de base.

6.5.1.7.2. *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 les dépenses et le temps nécessaires à la construction d'un nouveau projet.

6.5.2 Secteurs d'activités

Le Groupe intervient dans trois secteurs d'activités en matière d'énergies renouvelables : le solaire, l'éolien et la biomasse, représentant respectivement 40,2%, 52,6% et 5,5%, du chiffre d'affaires du Groupe au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Le Groupe a également intégré une composante de stockage d'énergie en complément de ses activités solaires et éoliennes, comprenant la construction de batteries attenantes à certaines de ses installations pour limiter les effets de l'intermittence de la production d'électricité et offrir des services auxiliaires aux réseaux d'électricité. 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 se focalise essentiellement sur le développement de projets photovoltaïques en dehors de ses principaux marchés éoliens (France et Australie), en raison notamment des phases de développement plus courtes pour ces projets.

6.5.2.1 Solaire

6.5.2.1.1. Chiffres clés

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

Répartition par zone géographique des informations opérationnelles et financières consolidées pour l'activité solaire						
Zone géographique	Nombre d'installations en exploitation au 30/06/2018	Chiffre d'affaires des installations en exploitation en 2017 (en millions)	Capacité crête installée des installations en exploitation (MW)	Disponibilité moyenne des installations en exploitation en 2017	Nombre d'installations en construction au 30/06/2018	Capacité crête installée des installations en construction (MW)
EMEA	20	41,2 €	423	99,6%	6	99
Australie	4	2,5 €	147	99,0%	1	189
Amériques	2	12,3 €	101	96,7 ⁽¹⁾ %	1	52
Total	26	56,0 €	671	99,0%	8	340

⁽¹⁾ La disponibilité pour les Amériques a été affectée en 2017 par un événement ponctuel, où l'équipement de sous-station de Providencia s'est éteint pendant environ un mois avant d'être remplacé et d'être à nouveau opérationnel.

6.5.2.1.2. 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. L'approche générale en matière de participation aux appels d'offres, de construction et d'exploitation des installations photovoltaïques suit habituellement la description présentée dans les Sections 6.5.1.2 « *Planification et développement des projets* », 6.5.1.3 « *Financement des projets* » et 6.5.1.5 « *Exploitation des actifs de production* » du présent document de base. L'approche spécifique du Groupe concernant l'analyse et le développement de ses projets photovoltaïques en France et à l'international est présentée plus en détail ci-après.

(i) Développement de projets photovoltaïques en France

En France, une équipe dédiée au développement des projets photovoltaïques du Groupe comprend quatre chefs de projets (*project managers*) dans chacun de ses bureaux de Paris et d'Aix-en-Provence, supervisés par le responsable France du développement solaire (*France solar development manager*) qui est directement rattaché au Directeur des opérations (*Chief operating officer*) du Groupe.

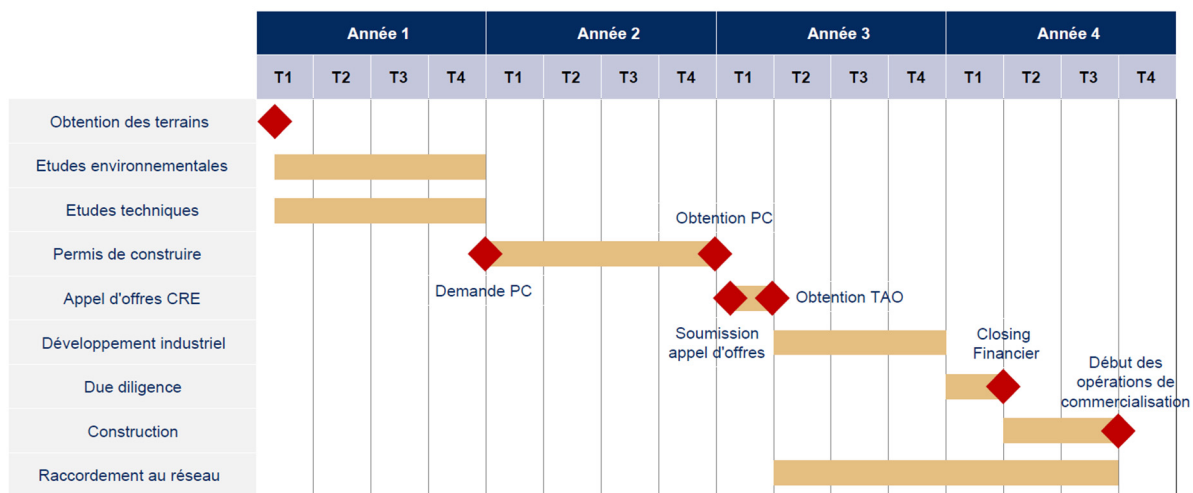
En France, la stratégie globale du Groupe en matière d'énergie solaire consiste à développer des projets photovoltaïques au sol de grande envergure, intégrés et respectueux de l'environnement. Le Groupe mène ses activités d'analyse et de développement de projets photovoltaïques dans le cadre de la réglementation applicable et de la programmation pluriannuelle de l'énergie, décrite à la Section 6.6.2.1 « *Les objectifs et planifications en matière d'énergie renouvelable* » du présent document de base.

Le Groupe développe ses projets en France dans la perspective de prendre part aux procédures d'appel d'offres menés par la Commission de régulation de l'énergie (« CRE »), tels que les appels d'offres solaires dits « CRE 4 » en cours (ainsi que toute procédure similaire à venir), en se concentrant

principalement sur les installations photovoltaïques au sol de grande envergure. Les critères de ces appels d'offres guident largement la recherche et le développement des projets, qui commencent généralement au moins deux ans avant l'annonce officielle de l'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 :

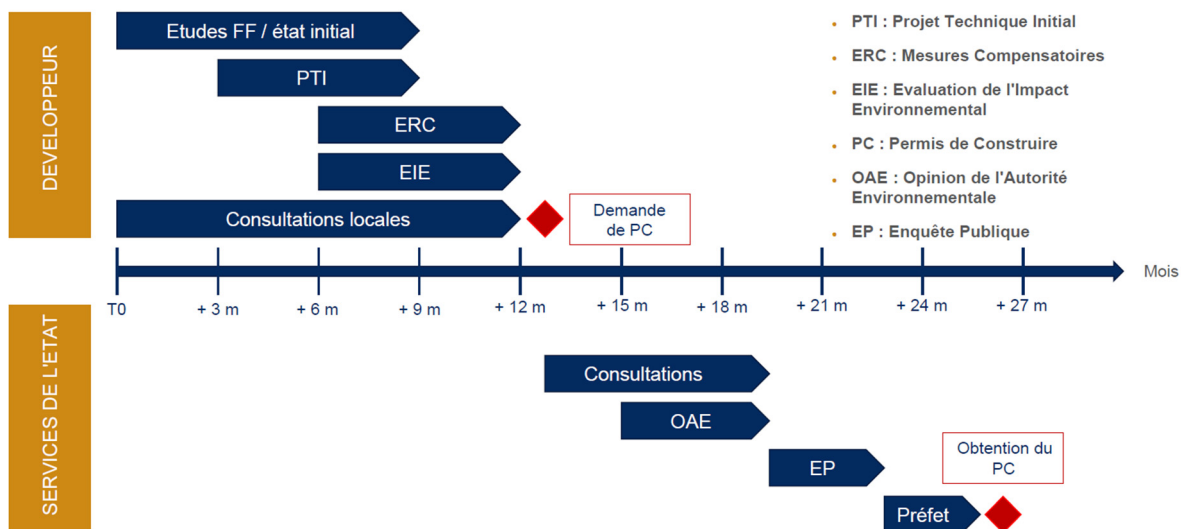
Exemple de calendrier des étapes de développement d'une installation photovoltaïque



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 (pour plus d'informations, se reporter à la Section 6.6.2.2 « *Les autorisations et formalités relatives à la construction et l'exploitation des installations* » du présent document de base).

Les projets photovoltaïques en France, comme les projets éoliens du Groupe, peuvent parfois faire l'objet de contestations formulées par certaines parties prenantes dans le cadre 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 à réagir rapidement et de manière constructive en vue de minimiser les retards. Au 30 juin 2018, environ 7% des 84 projets photovoltaïques 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 2015 et 2017, le Groupe a été contraint d'abandonner un projet photovoltaïque à la suite d'un recours. Il convient de noter que les recours sont plus fréquents en ce qui concerne les projets éoliens. Pour plus d'informations, se référer à la Section 6.5.2.2.2(i)(a) « *Sélection des sites et obtention des autorisations* » du présent document de base.

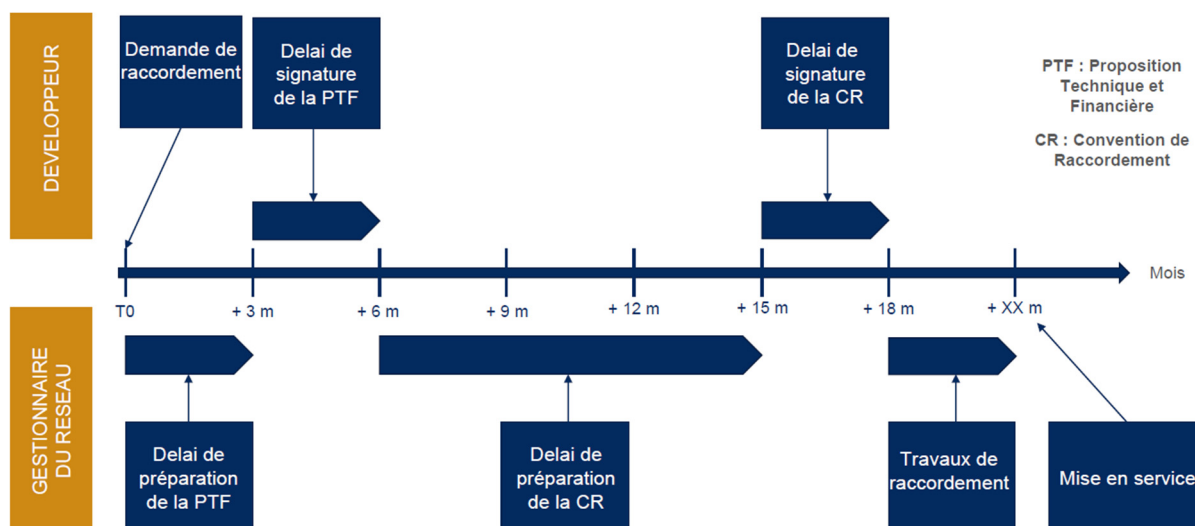
b) Procédure de raccordement au réseau

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 de la procédure de raccordement au réseau d'un projet photovoltaïque d'une capacité inférieure à 17 MW (pour les projets d'une capacité supérieure, la procédure peut varier légèrement mais le cadre général identique) :

Illustration des étapes de raccordement au réseau



Les principales étapes de la procédure de raccordement au réseau sont les suivantes : demande de raccordement au réseau, établissement et approbation d'une proposition technique et financière, négociation de la convention de raccordement au réseau et enfin, travaux de raccordement au réseau et mise en service. Le directeur des travaux du projet (*project construction manager*) est activement impliqué dans la procédure de raccordement au réseau afin d'éviter et de minimiser les retards dus à des difficultés techniques ou à d'autres problèmes comme évoqué à la Section 6.5.1.4 « *Approvisionnement et construction* » du présent document de base.

(ii) Développement de projets photovoltaïques en Australie

Le développement de projets photovoltaïques en Australie suit l'approche globale du Groupe décrite à la Section 6.5.1.2.3 « *Développement des projets* » du présent document de base. 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. En effet, 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 conséquence, le marché australien connaît à certains égards, des procédures plus souples que celles applicables en France, dont le marché est réglementé au niveau national, par exemple en ce qui concerne le développement des projets et les appels d'offres. Pour des informations sur le cadre réglementaire applicable en Australie, se reporter à la Section 6.6.3 « *La réglementation applicable en Australie* » du présent document de base.

En Australie, dans des cas limités, le Groupe peut 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 rentabilité interne d'offre. 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 (*green certificate*), ont permis au Groupe d'investir de manière rentable dans le développement et 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 (*green certificates*). Cette situation se rencontre dans certaines régions d'Australie, notamment dans l'État de la Nouvelle-Galles du Sud, 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. Pour plus d'informations sur le régime des certificats verts en Australie, se référer aux Sections 6.6.3 « *La réglementation applicable en Australie* » et 9.1 « *Présentation générale* » du présent document de base.

Le développement initial et la construction des projets photovoltaïques offrent au Groupe une plus grande réactivité pour répondre à des appels d'offres émanant d'entreprises privées et permet de résoudre les difficultés liées au projet en amont d'une telle procédure. Toutefois, dans la plupart des cas, le Groupe répond à des appels d'offres publics (tels que les appels d'offres menés par le Territoire de la Capitale Australienne ou par le gouvernement de la Nouvelle-Galles du Sud) et a été en mesure de développer ses projets après avoir conclu des contrats de vente d'électricité attractifs, afin d'optimiser le rendement de ses investissements dès le début du processus de développement.

(iii) 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, dans ses grandes lignes, le schéma présenté à la Section 6.5.1.2.3 « *Développement des projets* » du présent document de base. 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. Dans certains pays, ces négociations peuvent s'avérer plus complexes et plus longues en raison notamment du nombre plus limité de modes de financement (par exemple, lorsque les financements ne peuvent être obtenus que par l'intermédiaire de banques de développement spécifiques) ;
- Autorisations. Les pays autres que la France et l'Australie ont leurs propres procédures d'autorisation qui varient selon les pays. 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 fortement recommandé d'obtenir les autorisations requises avant de candidater pour un contrat de vente d'électricité en France. En outre, le délai de délivrance des autorisations peut être plus ou moins long qu'en France ou en Australie en fonction de la maturité du marché sur lequel le Groupe souhaite intervenir et de la politique en matière d'énergie. Si les marchés les plus récents peuvent nécessiter des délais d'autorisation plus longs, certains marchés en développement (comme l'Argentine), qui cherchent à attirer les investisseurs, peuvent prévoir des délais d'obtention plus courts.
- 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 que sur d'autres marchés, tels que la France ou l'Australie. En effet, certains gestionnaires de réseaux peuvent avoir une expérience pratique limitée en matière d'énergies renouvelables plus particulièrement en ce qui concerne l'intermittence de la production, ce qui les conduit à adopter une plus grande prudence pour s'assurer qu'une telle intermittence n'affecte pas la stabilité globale du réseau d'électricité.

6.5.2.1.3. *Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)*

Les tableaux ci-après présentent les informations se rapportant aux installations photovoltaïques en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* ») par le Groupe :

Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation »)

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité crête installée (MW)	Disponibilité en 2017 (%)	Rendement en kWh/kWc	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Durée résiduelle du contrat O&M (années)	Participation du Groupe	Co-investisseur
EMEA														
Cabrela	30/06/2014	13	99,5%	1.662	Appel d'offres public	20	30/06/2014	16	253 €/MWh	100% (inflation – IPC Portugal)	0%	16	100%	-
Cap Découverte 1	16/02/2016	3	99,5%	1.303	TAO	18	16/02/2016	16	83 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	18	100%	-
Cap Découverte 2	06/01/2016	6	99,8%	1.291	TAO	18	06/01/2016	16	83 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	18	100%	-
Cap Découverte 3	14/04/2016	10	99,6%	1.277	TAO	17	14/04/2016	15	83 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	18	100%	-
Cap Découverte 4	26/04/2016	12	99,7%	1.302	TAO	17	26/04/2016	15	83 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	18	100%	-
Cestas	25/09/2015	300	99,6%	1.184	TAO	20	25/09/2015	17	105 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	16	40%	Acofi, EOS, Smart Energies, Aventron, Mirova, Desenfán, STAGS Participati

Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation »)

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité crête installée (MW)	Disponibilité en 2017 (%)	Rendement en kWh/kWc	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Durée résiduelle du contrat O&M (années)	Participation du Groupe	Co-investisseur
Coruche	24/01/2014	2	99,7%	1.534	Appel d'offres public	20	24/01/2014	16	259 €/MWh	100% (inflation – IPC Portugal)	0%	16	100%	-
Garein	28/10/2014	10	99,8%	1.357	Appel d'offres public	20	28/10/2014	16	184 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	17	100%	-
Geloux	05/09/2014	7	99,7%	1.213	TAO	18	05/09/2014	14	108 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	16	100%	-
Grabels	03/08/2015	4	98,4%	1.614	Appel d'offres public	20	03/08/2015	17	239 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	8	100%	-
Kertanguy	17/10/2011	3	99,6%	1.027	TAO	20	17/10/2011	13	371 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	4	100%	-
Luxey	20/10/2014	9	98,9%	1.366	Appel d'offres public	20	20/10/2014	16	179 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	16	100%	-
Ombrineo	21/06/2016	1	99,6%	1.425	Appel d'offres public	19	21/06/2016	17	162 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	18	100%	-

ons,
Guisando
BV

Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation »)

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité crête installée (MW)	Disponibilité en 2017 (%)	Rendement en kWh/kWc	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Durée résiduelle du contrat O&M (années)	Participation du Groupe	Co-investisseur
Rochefort du Gard	28/06/2013	11	99,4%	1.529	Appel d'offres public	20	28/06/2013	15	150 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	5	100%	-
Seixal	14/07/2014	9	99,4%	1.680	Appel d'offres public	20	14/07/2014	16	251 €/MWh	100% (inflation – IPC Portugal)	0%	16	50%	EOS Portugal
Torreilles	19/05/2011	12	99,2%	1.412	TAO	20	19/05/2011	13	328 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	5	100%	-
Ygos	28/10/2014	7	99,7%	1.313	Appel d'offres public	20	28/10/2014	16	179 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	16	100%	-
Zénith de Pau	06/10/2011	3	99,9%	947	TAO	20	06/10/2011	13	420 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	0%	13	100%	-
CS3	20/09/2010	1	99,0%	1.197	TAO	20	20/09/2010	13	512 €/MWh	100% (inflation – IPC France) : 40% (à 20% de l'inflation) ; 60% (à 60% de l'inflation)	0%	13	100%	-

Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation »)

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité crête installée (MW)	Disponibilité en 2017 (%)	Rendement en kWh/kWc	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Durée résiduelle du contrat O&M (années)	Participation du Groupe	Co-investisseur
Australie														
DeGrussa ⁽²⁾	24/06/2016	17	93,0%	2.303	Contrat de vente d'électricité privé	5	01/08/2016	3	97 AUD /MWh ⁽³⁾	Contrat d'achat d'électricité : 100% (inflation – IPC Australie) ; Contrat d'achat d'électricité portant sur les LGCs : néant	0%	4	100%	-
Parkes Solar Farm	30/03/2018	66	N/A ⁽⁴⁾	2.089	Contrat de vente d'électricité privé	12	01/01/2018	12	97 AUD /MWh ⁽³⁾	Contrat de vente d'électricité global : 100% (inflation – IPC Australie)	0%	10	100%	-
Griffith Solar Farm	29/03/2018	36	N/A ⁽⁴⁾	2.086	Contrat de vente d'électricité privé	12	01/01/2018	12	97 AUD /MWh ⁽³⁾	Contrat de vente d'électricité global : 100% (inflation	0%	10	100%	-

Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation »)

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité crête installée (MW)	Disponibilité en 2017 (%)	Rendement en kWh/kWc	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Durée résiduelle du contrat O&M (années)	Participation du Groupe	Co-investisseur
										- IPC (Australie)				
Dubbo Solar Hub	05/04/2018	29	N/A ⁽⁴⁾	2.087	Appel d'offres public	n.m.	01/07/2019	n.m.	Électricité : N/A LGC : 40 AUD/LGC ⁽⁵⁾	Contrat d'achat d'électricité portant sur les LGCs : néant	100%	10	100%	-
Amériques														-
Antares	01/04/2017	75	95,9%	1.757	Appel d'offres public	20	01/04/2017	19	102 \$/MWh	70% (inflation - IPC Etats-Unis)	2% ⁽⁶⁾	19	100%	-
Spica	01/04/2017	25	99,2%	1.753	Appel d'offres public	12	01/04/2017	11	107 \$/MWh	70% (inflation - IPC Etats-Unis)	0%	19	100%	-
Total		671												
Moyenne pondérée EMEA			99,6%	1.247		20		17	131 €/MWh			16		
Moyenne pondérée Australie			99,0%	2.112		11		11	97 AUD/MWh			9		

Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation »)

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité crête installée (MW)	Disponibilité en 2017 (%)	Rendement en kWh/kWc	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Durée résiduelle du contrat O&M (années)	Participation du Groupe	Co-investisseur
Moyenne pondérée Amériques			96,7%	1.756		18		17	103 \$/MWh			19		

⁽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. La disponibilité de l'installation exclut, 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.

⁽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.

⁽⁴⁾ Aucune information disponible en 2017 dans la mesure où les actifs sont entrés en exploitation au cours de l'année 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.

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 (MW)	Rendement en kWh/kWc	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (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)⁽¹⁾	Participation du Groupe	Co-investisseur
EMEA											
Bram	09/03/2018	T3 2018	5	1.293	Appel d'offres public	20	T3 2018	87 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%	-
Cap Decouverte 4bis	23/02/2018	T3 2018	5	1.336	Appel d'offres public	20	T3 2018	68 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%	-
Lagarde d'Apt	22/08/2017	T3 2018	7	1.531	Appel d'offres public	17	T3 2018	215 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%	-
Lugos	22/12/2017	T2 2018	12	1.297	Appel d'offres public	20	T2 2018	97 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%	-
Corbas	25/05/2018	T4 2018	16	1.191	Appel d'offres public	20	T4 2018	102 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	100%	-
Bangweulu	14/12/2017	T3 2018	54	1.808	Appel d'offres public	25	T3 2018	60 \$/MWh	Néant	80%	IDC (Industrial Development Corporation)
Australie											
Coleambally Solar Plant	22/12/2017	T3 2018	189	2.058	Contrat de vente	12	T1 2019	Électricité : 34 AUD/MWh	Contrat de vente d'électricité global :	100%	-

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 (MW)	Rendement en kWh/kWc	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (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) ⁽¹⁾	Participation du Groupe	Co-investisseur
					d'électricité privé			LGC : 40 AUD/LGC ⁽²⁾⁽³⁾	100% (inflation – IPC Australie)		
Amériques											
Sunny 3, Paradise Park	05/06/2018	T1 2019	51	1.705	Appel d'offres public	20	T1 2019	85 \$/MWh	50% (inflation – IPC Etats-Unis)	50% + 1 action	Rekamniar
Total			339								
Moyenne pondérée EMEA				1.577		23		79 €/MWh			
Moyenne pondérée Australie				2.058		12		Électricité : 34 AUD/MWh LGC: 40 AUD/LGC			
Moyenne pondérée Amériques				1.705		20		85 \$/MWh			

⁽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 représente le prix de groupe de l'ensemble des ventes d'électricité de l'installation.

⁽³⁾ 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.

- (i) Exemples d'installations photovoltaïques en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* »)

Cestas



Capacité de
300 MW



Connexion au
réseau de RTE de
225kV



983.500
Panneaux solaires



Investissement de
311 millions €³

Caractéristiques du site	
Département, État	Gironde, France
Surface approximative	260 hectares

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteur	EDF OA
Engagement	20 ans à 10,51 c€/kWh
Commencement	25 septembre 2015
Exposition marché	Néant

Caractéristiques du projet	
Statut	En exploitation
Propriété	Le Groupe détient 40% du projet Le Groupe a coordonné la construction du site et supervise son exploitation Le Groupe possède 100% des terrains sur lesquels les installations sont implantées

Principales caractéristiques :

- L'installation de Cestas, conçue avec les partenaires industriels du Groupe, notamment Schneider Electric, Eiffage et Krinner, est la centrale photovoltaïque dont la capacité de production est la plus élevée d'Europe.

³ Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

- L'installation photovoltaïque est directement raccordée au réseau à haute-tension de RTE et produit une quantité d'électricité équivalente à la consommation domestique des habitants de la région de Bordeaux.
- Le financement a été obtenu dans un délai rapide et le parc solaire a été construit en seulement 11 mois, durée sans précédent dans la construction d'installations de cette taille.
- Un consortium composé de Clemessy (Eiffage), Schneider Electric et Krinner, a conçu et construit cette installation. Clemessy et Schneider Electric sont en charge des prestations *O&M*, sous la supervision du Groupe.
- L'investissement total dans le parc solaire s'élève à 311 millions d'euros, dont près de 300 millions d'euros par endettement. Le Groupe a investi 76 millions d'euros dans le parc solaire (relatif à sa quote-part consolidée dans le parc solaire).
- En novembre 2017, le Groupe a refinancé 249 millions d'euros de l'endettement relatif au parc solaire, comprenant le refinancement de la dette pour 216 MW sur une capacité totale de 300 MW, permettant aux actionnaires du parc solaire de bénéficier de l'amélioration des conditions du marché de la dette. Ce refinancement s'est traduit par le remboursement de prêts d'actionnaires et de primes d'émission pour un montant de plus de 40 millions d'euros et a approximativement doublé le TRI réel de l'installation par rapport au TRI en vigueur au *closing* financier.

Providencia



Capacité de
101 MW



Raccordement au
réseau de
115 kV



300.000
Panneaux solaires



Investissement de
130 millions \$⁴

Caractéristiques du site	
Région, État	El Rosario, Département de La Paz, Salvador
Surface approximative	120 hectares

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteurs	<p>Contrat de vente d'électricité de 20 ans portant sur 75 MW, répartis de la manière suivante :</p> <ul style="list-style-type: none"> - AES Companies : Caess – 25,1 MWac - AES Clesa – 9,2 MWac - EEO – 6,5 MWac - Deusem – 1,5 MWac - Delsur – 16,4 MWac - Edesal – 0,7 MWac - B&D – 0,4 MWac

⁴ Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

	Contrat de vente d'électricité de 12 ans portant sur 26 MW conclu avec Delsur (avec une option pour prolonger le contrat jusqu'à 15 ans à la discrétion de Delsur)
Engagements	Contrat de vente d'électricité de 20 ans : 101,9 \$/MWh indexé à 70% sur l'indice des prix à la consommation américain (<i>U.S. Consumer Price Index</i> ou « <i>USCPI</i> ») Contrat de vente d'électricité de 12 ans : 106,74 \$/MWh indexé à 70% sur l'USCPI
Commencement	1 ^{er} avril 2017
Revenus du marché	Intégralité de la production soumise au contrat Pour le contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans, environ 1,8% de la production d'électricité est déduite en raison des pertes lors du transport, mais elle est remboursée par le gestionnaire de réseau (<i>Unidad de Transacciones</i>) au prix <i>spot</i> de l'électricité

Caractéristiques du projet	
Statut	En exploitation
Propriété	Le Groupe possède 100% du projet

Principales caractéristiques :

- Le parc solaire de Providencia comprend une installation de 75 MW, remportés par le Groupe en 2014 dans le cadre d'un appel d'offres public et une installation de 26 MW prévus par un contrat conclu ultérieurement avec Delsur, un des principaux fournisseurs d'électricité du Salvador.
- La compétitivité du Groupe dans la procédure d'appel d'offres et son *track record* dans le développement de parcs solaires lui ont permis de générer une activité supplémentaire par la conclusion du contrat avec Delsur, avec le soutien du gouvernement ainsi que de Delsur.
- L'installation de 75 MW a été sélectionnée en raison du prix de vente du contrat de vente d'électricité, qui était le plus attractif parmi les 32 offres soumises dans le cadre de la procédure d'appel d'offres organisée par la société de distribution d'électricité Delsur et supervisée par le Conseil national de l'énergie (*Consejo Nacional de Energía* ou « *CNE* »).
- Providencia Solar est la première installation de grande envergure raccordée au réseau de transport d'électricité du Salvador et le plus grand parc solaire en opération en Amérique Centrale .
- 3% des revenus annuels issus du contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans sont consacrés à un fonds d'investissement social en faveur du développement local (représentant environ 400.000 dollars par an).
- Le projet a démontré la capacité du Groupe à obtenir des financements sur le long terme pour le développement de vastes installations dans des pays émergents (avec un ratio d'endettement de 78% et une maturité de la dette à 18,5 ans).

Coleambally



AUD

Capacité de
189 MW

Raccordement au
réseau de **132 kV**

565.488
Panneaux solaires

Investissement total
dans le projet de
249 millions AUD⁵

Caractéristiques du site	
Région, État	Coleambally, Nouvelle-Galles du Sud, Australie
Surface approximative	550 hectares

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteur	Energy Australia
Engagement	Échéance au quatrième trimestre 2030
Commencement	Premier trimestre 2019
Revenus du marché	30% de la production

Caractéristiques du projet	
Statut	En construction
Propriété	Le Groupe possède 100% du projet

Principales caractéristiques :

- Environ 565.000 panneaux solaires seront installés sur un terrain d'une surface de 550 hectares, raccordés au réseau d'électricité national. L'installation devrait permettre une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre du pays.
- Le parc solaire devrait être en mesure de fournir de l'électricité à partir d'énergie renouvelable, sans émission, à plus de 50.000 foyers en Australie.
- L'économie locale sera également stimulée, car le projet devrait permettre la création de 300 emplois environ pendant la phase de construction, et sept postes opérationnels permanents supplémentaires seront à pourvoir une fois la construction achevée.
- Le projet a atteint son closing financier un an après la sécurisation du terrain.

⁵ Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

- Le projet constitue le plus vaste parc solaire en construction en Nouvelle-Galles du Sud à la date du présent document de base.

6.5.2.1.4. Projets photovoltaïques en phase « awarded » et en pipeline

Les tableaux ci-après présentent les informations clés concernant les projets en phase « awarded » et constituant le *pipeline* de projets photovoltaïques du Groupe selon leur état d'avancement (pour une description des projets faisant l'objet d'un recours au 30 juin 2018, se reporter à la Section 6.5.2.1.2(i)(a) « Sélection des sites et processus d'obtention du permis de construire » du présent document de base) :

Projets photovoltaïques en phase « awarded »

Nom du projet	Capacité crête installée (MW)	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité	% de la capacité totale attribuée	Prix de vente initial	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Rendement en kWh/kWc	Participation de Neoen
EMEA									
Cuxac	12	Appel d'offres public	20	Objet d'un recours	1,1%	89 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.395	100%
Miremont	10	Appel d'offres public	20	T2 2019	0,9%	90 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.357	100%
Saint Avit	11	Appel d'offres public	20	T3 2019	1,0%	90 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.279	100%
Azur Est ⁽²⁾	9	Appel d'offres public	20	T1 2019	0,9%	59 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.277	100%
Vermenton les Poulettes	14	Appel d'offres public	20	T3 2020	1,4%	70 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.107	100%
Manosque Ombrières	1	Appel d'offres public	20	T4 2018	0,1%	108 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.469	100%
Azur Sud ⁽²⁾	5	Appel d'offres public	20	T1 2019	0,5%	64 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.361	100%
Saint Eloy	5	Appel d'offres public	20	T2 2019	0,5%	72 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.276	100%
Fossat	5	Appel d'offres public	20	T3 2019	0,5%	72 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.385	100%
Labourse et Beuvry Le Biez	5	Appel d'offres public	20	T2 2019	0,5%	71 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.034	100%
Miramas	9	Appel d'offres public	20	T2 2021	0,9%	75 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.624	100%

Projets photovoltaïques en phase « awarded »

Nom du projet	Capacité crête installée (MW)	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité	% de la capacité totale attribuée	Prix de vente initial	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Rendement en kWh/kWc	Participation de Neoen
Creissan	4	Appel d'offres public	20	T3 2020	0,4%	92 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.452	100%
Pourrières	10	Appel d'offres public	20	En attente d'instruction de la demande de permis de construire	0,9%	159 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.645	100%
Artigues	10	Appel d'offres public	20	T2 2021	1,0%	78 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.750	100%
Lédenon	11	Appel d'offres public	20	T3 2021	1,0%	87 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.511	100%
Sernhac	5	Appel d'offres public	20	T2 2020	0,5%	76 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.736	100%
Nefiach	5	Appel d'offres public	20	Objet d'un recours	0,5%	77 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.456	100%
Châteaurenard	12	Appel d'offres public	20	T3 2021	1,2%	70 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.593	100%
Bagnoles	4	Appel d'offres public	20	Objet d'un recours	0,3%	84 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.477	100%
Le Bernardan	12	Appel d'offres public	20	T4 2020	1,2%	67 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.220	100%
Soumont	3	Appel d'offres public	20	T2 2021	0,3%	70 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.467	100%
Aix en Provence Bregues d'Or	2	Appel d'offres public	20	T4 2019	0,2%	71 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.450	100%
Ecarpière	14	Appel d'offres public	20	T2 2021	1,4%	62 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.229	100%
Morcenx I	17	Appel d'offres public	20	T1 2021	1,6%	56 €/MWh	20% (inflation – IPC France)	1.491	100%
Australie									

Projets photovoltaïques en phase « awarded »

Nom du projet	Capacité crête installée (MW)	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité	% de la capacité totale attribuée	Prix de vente initial	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Rendement en kWh/kWc	Participation de Neoen
Numurkah ⁽²⁾	128	Appel d'offres public / Contrat de vente d'électricité privé	10	T4 2018	12,3%	Électricité : 89 AUD/MWh LGC: 13 AUD /LGC ⁽³⁾⁽⁴⁾	Contrat de vente d'électricité global : 100% (inflation – IPC Australie) ⁽⁵⁾	1.975	100%
Amériques									
La Puna	101	Appel d'offres public	20	T1 2020	9,7%	59 \$/MWh	100% (facteur basé sur l'inflation) ⁽⁶⁾	3.271	100%
Altiplano	101	Appel d'offres public	20	T2 2020	9,7%	41 \$/MWh	100% (facteur basé sur l'inflation) ⁽⁶⁾	3.645	100%
Aguascalientes	375	Appel d'offres public	Électricité : 15 ans Certificats (CEL) : 20 ans	T3 2020	36,0%	18,93 \$/MWh: - Électricité: 12,62 \$/MWh pour 15 ans - Certificats : 6,31 \$/CEL pour 20 ans	30% : 20% (PPI américain) ; 10% (PPI mexicain) ⁽⁷⁾	2.425	100%
Albireo 1&2 (Capella)	140	Appel d'offres public	20	T4 2019	13,4%	50 \$/MWh	70% (inflation)	2.097	100%
Total	1.041				100,0%				
Moyenne pondérée EMEA			20					1.407	
Moyenne pondérée Australie			10					1.975	
Moyenne pondérée Amériques			20					2.653	

⁽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 juin 2018.

⁽³⁾ 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.

⁽⁴⁾ 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.

⁽⁵⁾ 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%.

⁽⁶⁾ 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 Etats-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

⁽⁷⁾ À un taux de change fixe entre le dollar américain et le peso mexicain.

Projets photovoltaïques en phase « <i>tender-ready</i> »			
Pays	Nombre de projets	Capacité cumulée (MW)	% de la capacité totale « <i>tender-ready</i> »
EMEA	21	160	19%
France	21	160	19%
Portugal	-	-	0%
Irlande	-	-	0%
Mozambique	-	-	0%
Zambie	-	-	0%
Jordanie	-	-	0%
Finlande	-	-	0%
Australie	-	-	0%
Amériques	3	675	81%
Argentine	1	101	12%
Colombie	-	-	0%
Salvador	-	-	0%
Guatemala	-	-	0%
Jamaïque	-	-	0%
Mexique	2	574	69%
États-Unis	-	-	0%
Total	24	835	100%

Projets photovoltaïques en phase « <i>advanced development</i> »			
Pays	Nombre de projets	Capacité cumulée (MW)	% de la capacité totale « <i>advanced development</i> »
EMEA	51	668	34%
France	39	412	21%
Portugal	1	36	2%
Irlande	9	75	4%
Mozambique	1	41	2%
Zambie	-	-	0%
Jordanie	1	105	5%
Finlande	-	-	0%

Projets photovoltaïques en phase « <i>advanced development</i> »			
Australie	6	900	46%
Amériques	3	385	20%
Argentine	-	-	0%
Colombie	1	140	7%
Salvador	-	-	0%
Guatemala	1	70	4%
Jamaïque	-	-	0%
Mexique	1	175	9%
États-Unis	-	-	0%
Total	60	1.953	100%

Projets photovoltaïques en phase « <i>early stage</i> »			
Pays	Nombre de projets	Capacité cumulée (MW)	% de la capacité totale « <i>early stage</i> »
EMEA	40	884	36%
France	20	388	16%
Portugal	-	-	0%
Irlande	18	366	15%
Mozambique	-	-	0%
Zambie	1	100	4%
Jordanie	1	30	1%
Finlande	-	-	0%
Australie	3	800	32%
Amériques	9	800	32%
Argentine	3	270	11%
Colombie	-	-	0%
Salvador	1	28	1%
Guatemala	-	-	0%
Jamaïque	-	-	0%
Mexique	-	-	0%
États-Unis	5	502	20%
Total	52	2.484	100%

(i) Exemples de projets photovoltaïques en cours de développement

Aguascalientes



Capacité de
375 MW



Raccordement au
réseau de
400 kV



1.100.000
Panneaux solaires
installés sur des
suiweurs solaires à
axe unique
(*trackers*)



Investissement
total de **280**
millions \$⁶

Caractéristiques du site	
Région, État	El Llano, Aguascalientes, Mexique
Surface approximative	830 hectares

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteurs	Contrats de vente d'électricité gérés par une chambre de compensation <ul style="list-style-type: none">- 91% CFE (fournisseur contrôlé par l'État)- 9% Iberdrola- ≤1% Menkent (Cemex)
Engagements	616 692 MWh au titre d'un contrat de vente d'électricité de 15 ans à 12,62 \$/MWh 770 864 certificats « CEL » (<i>clean energy certificates</i>) au titre d'un contrat de vente d'électricité de 20 ans à 6,31 \$/MWh
Commencement	Troisième trimestre 2020
Revenus du marché	100% avant la prise d'effet du contrat de vente d'électricité au troisième trimestre 2020, puis 30% de la production d'électricité prévue Des certificats CEL seront vendus au prix de marché avant la date de commencement du contrat de vente d'électricité Capacité livrée pendant 100 heures critiques (en période de forte demande)

Caractéristiques du projet	
Statut	Projet en phase « <i>awarded</i> »
Propriété	Le Groupe détient 100% du projet

⁶ Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

Principales caractéristiques :

- En novembre 2017, le Groupe a remporté le plus grand projet énergétique dans le cadre du troisième appel d'offres portant sur des énergies renouvelables du Mexique, pour un prix attractif record. Le Groupe était en concurrence avec des entreprises de renommée mondiale, telles que Acciona, Actis, Canadian Solar, EDF, Enel Engie, Fotovatio, Iberdrola, Jinko Solar et X-elio, dont certaines ont également remporté des projets dans le cadre de l'appel d'offres.
- Selon le Centre national de contrôle de l'énergie du Mexique (*Centro Nacional de Control de Energía* ou « CENACE »), qui a organisé les appels d'offres, le prix moyen des offres retenues était de 20,57 \$/MWh, ce qui fait du Mexique l'un des marchés les plus concurrentiels au monde en ce qui concerne les contrats de vente d'électricité produite à partir d'énergie renouvelable.
- L'investissement total du projet (le coût total du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet) devrait s'élever à environ 280 millions de dollars US, avec des niveaux de coûts O&M attendus à moins de 7.000 USD/MW/an, ce qui est bien en-dessous des niveaux historiques d'investissements et de coûts O&M pour beaucoup de projets du Groupe.
- Il est prévu que les opérations de commercialisation de l'électricité produite par l'installation commencent à partir du troisième trimestre 2019.
- Le succès du Groupe dans l'obtention de ce projet illustre les éléments clés de sa stratégie de conception de ses projets et de participation aux appels d'offres. Le Groupe et ses équipes locales sont parvenus à se démarquer sur un marché dense, face à des concurrents soumissionnaires de grande qualité, en se focalisant sur le renforcement de la compétitivité du projet proposé grâce à l'augmentation de sa taille, à une meilleure ingénierie et une stratégie de participation à l'appel d'offres optimisée.

Capella



Capacité de
140 MW



Raccordement au
réseau de
115 kV



420.000
Panneaux solaires



Investissement
total de **140**
millions \$⁷

Caractéristiques du site	
Région, État	Puerto El Triunfo, Jiquilisco and Ozatán dans le département d'Usulután, Salvador
Surface approximative	288 hectares

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteurs	Contrat de vente d'électricité conclu avec sept entreprises de distribution d'électricité

⁷ Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

Engagements	Contrat de vente d'électricité de 20 ans Environ 98,2% de l'énergie produite achetée à 49,6 USD/MWh indexé à 70% sur l'indice des prix à la consommation américain (<i>U.S. Consumer Price Index</i> ou « <i>USCPI</i> »)
Commencement	Quatrième trimestre 2019
Revenus du marché	Environ 1,8% de la production d'électricité est déduite en raison des pertes lors du transport, mais elle est remboursée par le gestionnaire de réseau (<i>Unidad de Transacciones</i>) au prix <i>spot</i> de l'électricité

Caractéristiques du projet	
Statut	Projet en phase « <i>awarded</i> »
Propriété	Le Groupe détient 100% du projet

Principales caractéristiques :

- Le Groupe a participé à une procédure d'appel d'offres hautement compétitive au Salvador, remportant le projet parmi 24 offres et bénéficiant d'une localisation géographique présentant d'excellentes ressources solaires et de bonnes possibilités de raccordement au réseau.
- Le Groupe a tiré avantage de sa connaissance approfondie du marché (notamment du fait que le contrat de vente d'électricité et le contrat de raccordement sont considérés comme finançables par des institutions financières de premier plan), de sa capacité à maîtriser les structures administratives locales, d'économies d'échelle et de sa réputation établie pour négocier des coûts réduits de construction et d'exploitation, et proposer un prix compétitif à l'appel d'offres.
- Les succès du Groupe dans la procédure d'appel d'offres reflètent une stratégie minutieusement élaborée, qui passe notamment par la soumission de deux projets similaires qui pourraient potentiellement partager des infrastructures avec le projet et être optimisés en conséquence.

Paradise Park



Capacité de
51 MW



Raccordement au
réseau de
69 kV



156.000
Panneaux solaires
au sol



Investissement
total de **58**
millions \$⁸

Caractéristiques du site	
Région, État	À proximité de Savanna-La-Mar à Westmoreland, Jamaïque
Surface approximative	200 acres

⁸ Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteur	Contrat de vente d'électricité portant sur 37 MW conclu avec Jamaica Public Service Company (JPS)
Engagements	Contrat de vente d'électricité de 20 ans à environ 85 \$/MWh Indexé à 50% sur l'USCPI
Commencement	Date de début des opérations de commercialisation (COD)
Revenus du marché	Néant

Caractéristiques du projet	
Statut	Projet en phase « <i>awarded</i> »
Propriétaire	Le Groupe possède 50% et une action

Principales caractéristiques :

- Le 6 mai 2016, le projet Eight Rivers Energy Company (« EREC ») développé par le Groupe, en partenariat avec le promoteur britannique Rekamniar dans une *joint-venture*, s'est vu attribué le statut d'offre privilégiée par l'autorité locale compétente (*Office of utilities regulation* ou « OUR ») à l'issue d'un appel d'offres public. Le projet a été sélectionné parmi 18 autres offres.
- Paradise Park devrait être l'un des projets photovoltaïques les plus vastes et les plus compétitifs de la région des Caraïbes.
- La Jamaïque connaît l'un des coûts de l'électricité les plus élevés au monde, en raison d'une dépendance excessive à l'égard de la production d'électricité à partir de pétrole, qui contribue à des prix de l'électricité s'élevant à environ 300 \$/MWh.
- Le projet, avec un prix de l'électricité proposé d'environ 85,4 \$/MWh, aura un impact favorable significatif en Jamaïque en réduisant le coût moyen de l'électricité du pays, tout en contribuant à l'objectif national du pays de parvenir à une production d'énergie à partir d'énergie renouvelable à hauteur de 30%.
- Paradise Park contribuera également à l'économie locale, par la création de plus de 200 emplois qui devraient résulter directement de la construction et de l'exploitation de l'installation.
- Le parc solaire a fait l'objet d'une large adhésion de la communauté des habitants, des commerçants et des scientifiques de Westmoreland.
- Un programme d'engagement local solide a été mis en place en lien avec l'installation photovoltaïque, en collaboration avec la Fondation Clinton, l'USAID, les fournisseurs locaux et le Ministère des sciences, de l'énergie et de la technologie. Les autorités locales considèrent le projet comme un levier de développement pour Westmoreland.
- Le contrat de financement du projet a été signé le 18 mai 2018 et l'avis de tirage a été délivré aux prêteurs le 13 juin 2018.

La Puna



Capacité de
101 MW



Raccordement au
réseau de
345 kV



50 millions \$
Garantie de la
Banque mondiale

Caractéristiques du site	
Région, État	San Antonio de los Cobres, Salta, Argentine
Surface approximative	1 600 hectares
Altitude	3 950 mètres

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteur	CAMMESA
Engagement	Contrat de vente d'électricité de 20 ans conclu avec CAMMESA remporté à 58,98 \$/MWh
Commencement	Premier trimestre 2020
Revenus du marché	Néant

Caractéristiques du projet	
Statut	Projet en phase « <i>awarded</i> »
Propriétaire	Le Groupe détient 100% du projet
Calendrier	Signing financier au quatrième trimestre 2018 / <i>Closing</i> au premier trimestre 2019

Principales caractéristiques :

- En octobre 2016, Fieldfare S.A., un développeur espagnol, a remporté le projet de La Puna, qui est l'un des rares projets attribués dans le cadre de la première phase du programme RenovAr mis en place en Argentine, dit « RenovAr 1 ». En juillet 2017, le Groupe a acquis ce projet auprès de Fieldfare et a entrepris la planification du contrat *EPC* et du financement du projet.
- Le projet bénéficie de l'un des prix les plus attractifs de l'appel d'offres RenovAr 1 ainsi que d'un calendrier de construction et de mise en service réalisable, avec une date de début des opérations de commercialisation (*COD*) prévue au premier trimestre 2020.

- Les travaux de développement du projet de La Puna ont permis au Groupe de présenter, avec succès, dans le cadre de l'appel d'offres dit « RenovAr 2 », qui constitue la deuxième phase d'appels d'offres en Argentine, le projet photovoltaïque d'Altiplano de 101 MW situé dans la province de Salta en Argentine. Ce projet a été retenu le 29 novembre 2017. Pour cet appel d'offres de projets photovoltaïques, 99 projets ont été présentés avec une capacité totale de plus de 5.290 MW. Seuls 14 projets ont été initialement retenus (avant une augmentation de la capacité disponible au titre de l'appel d'offres), pour une capacité totale de 557 MW et un prix unitaire moyen de 43,46 \$/MWh. Parmi les projets retenus, le projet photovoltaïque du Groupe était la plus grande installation d'énergie renouvelable retenue et présentait le deuxième meilleur prix, remporté à 40,80 \$/MWh.
- Pour les projets de La Puna et Altiplano combinés, l'investissement total du Groupe (à l'exclusion des coûts relatifs au financement des projets) s'élève à 257 millions de dollars US.
- Le Groupe projette de regrouper les projets Altiplano et La Puna au sein d'une seule et même installation de 202 MW afin de bénéficier d'économies d'échelle et tirer parti de ressources solaires plus importantes. Ce regroupement a été autorisé par les régulateurs en échange d'une réduction du prix de l'électricité produite par le projet La Puna de seulement 7% environ.

6.5.2.2 Éolien

6.5.2.2.1 Répartition des chiffres clés

La tableau ci-dessous présente les informations financières et opérationnelles clés pour la filière éolienne du Groupe par zone géographique :

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

Zone géographique	Nombre d'installations en exploitation au 30/06/2018	Chiffre d'affaires des installations en exploitation en 2017 (en millions)	Capacité installée des installations en exploitation (MW)	Disponibilité moyenne des installations en exploitation en 2017	Nombre d'installations en construction au 30/06/2018	Capacité installée des installations en construction (MW)
EMEA	15	19,1 €	152	98,5%	2	36
Australie	4	54,1 €	417	96,6%	1	214
Amériques	-	-	-	N/A	-	-
Total	19	73.2 €	569		3	250

6.5.2.2.2. Politique de développement des projets éoliens

Le Groupe développe principalement ses projets éoliens en France et en Australie. La politique générale du Groupe en matière d'appels d'offres, de construction et d'exploitation des installations éoliennes suit habituellement la description présentée aux Sections 6.5.1.2 « *Planification et développement des projets* », 6.5.1.3 « *Financement des projets* » et 6.5.1.5 « *Exploitation des actifs de production* » du présent document de base, à l'instar de ce que le Groupe fait pour ses installations photovoltaïques. La description de l'approche du Groupe dans l'analyse et le développement de projets éoliens en France et à l'international est présentée plus en détail ci-après.

(i) 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 ;
- six chefs de projets (*project managers*) 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 (« *ready-to-build* ») ;
- deux gestionnaires fonciers (*land managers*) 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 (*project managers*) 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 contribuant à la sélection des sites.

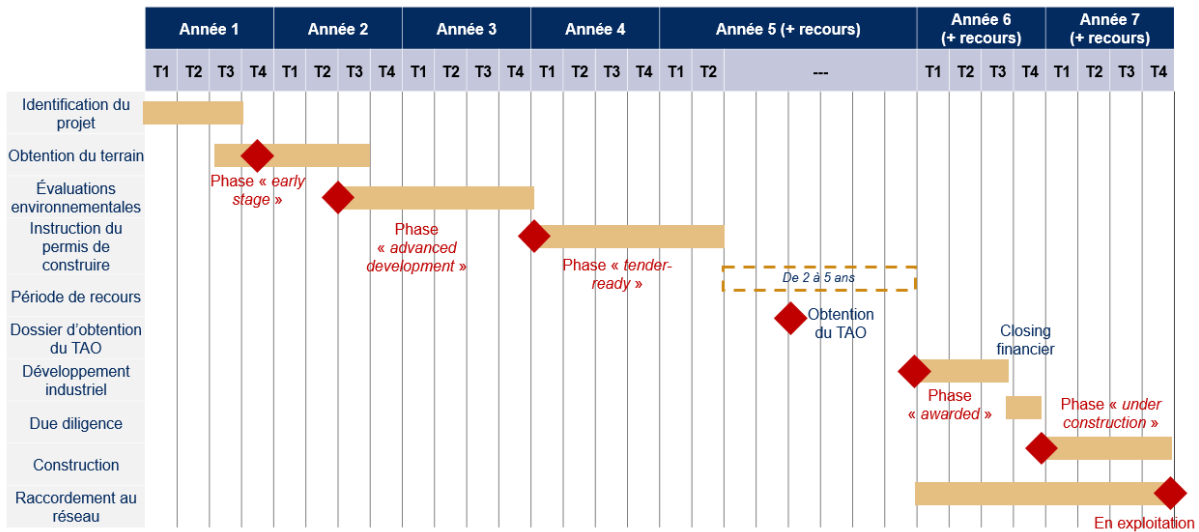
L'équipe en charge du développement des projets éoliens travaille en étroite collaboration avec les autres équipes du Groupe afin d'assurer la livraison des projets, notamment pendant la période précédant la transmission du projet aux directeurs des travaux (*construction managers*). Pendant la période de développement, les chefs de projet (*project managers*) travaillent en coordination avec les équipes en charge de la construction, de l'exploitation, des achats ou encore des finances du Groupe, afin de parvenir à un projet prêt pour entrer en construction (« *ready-to-build* »). L'équipe dédiée au développement des projets éoliens est directement rattachée au Directeur des opérations (*Chief operating officer*) du Groupe.

Le Groupe mène ses études et ses activités de développement de projets éoliens en France dans le cadre de la réglementation et de la programmation pluriannuelle de l'énergie, décrites à la Section 6.5.1.2 « *Planification et développement des projets* » du présent document de base, comme en matière de développement de projets photovoltaïques. En France, le Groupe développe essentiellement des projets éoliens composés de quatre à six aérogénérateurs, 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 (*contracts for difference*). Le Groupe est activement impliqué dans l'optimisation des compléments de rémunération disponibles pour ses projets afin de bénéficier des conditions tarifaires les plus favorables. Par exemple, les conditions contractuelles applicables aux compléments de rémunération à guichet ouvert en 2016 diffèrent sensiblement des conditions applicables en 2017 (qui ont un montant de référence légèrement inférieur, une durée supérieure, des ajustements liés à l'inflation restreints et sont réservés aux installations de taille et de capacité limitées). Lorsque cela s'est avéré plus attractif pour un projet donné, le Groupe a opté pour un régime de tarification fondé sur un mécanisme de contrat pour différence (*contract for difference*) de 2017 en substitution du contrat pour différence (*contract for difference*) applicable en 2016 (se reporter à la Section 6.6.2.3 « *Les règles de vente et de tarification de l'électricité produite par le Groupe* » du présent document de base).

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 plus aléatoire 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 (mais il peut prendre également plus de temps).

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

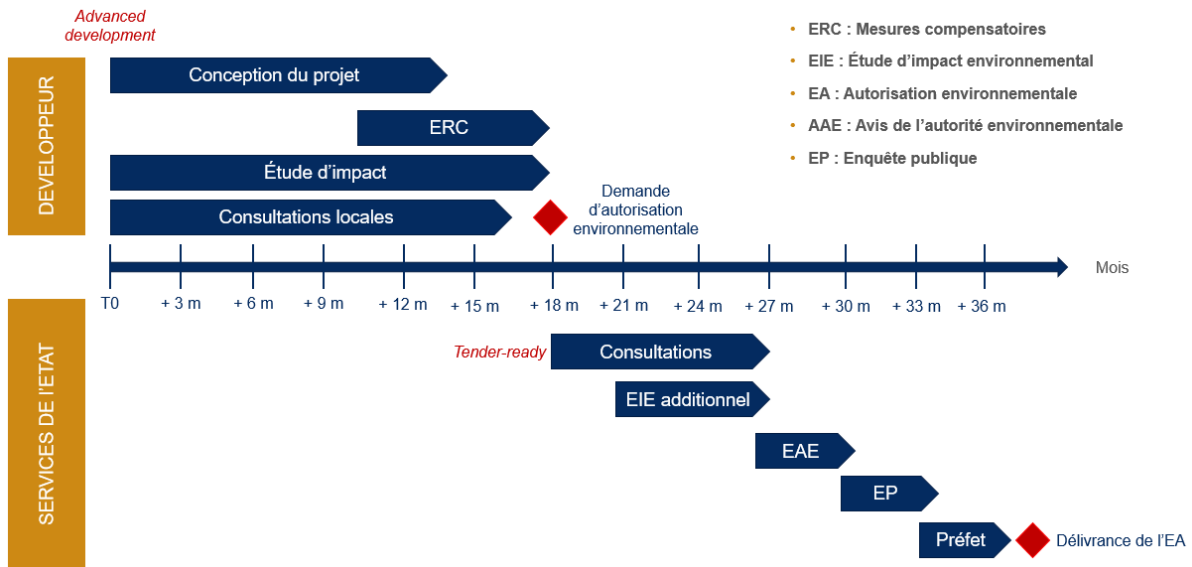
Exemple de calendrier des étapes de développement d'une installation éolienne



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 (*project manager*) compétent et requiert l'intervention de l'un des deux gestionnaires fonciers (*land manager*) 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 aérogénérateurs ;
- 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 pendant toute la durée de la période de sélection des sites, 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 (pour plus d'informations, se reporter à la Section 6.6.2.2 « *Les autorisations et formalités relatives à la construction et l'exploitation des installations* » du présent document de base).

À cet égard, les autorisations environnementales concernant des projets éoliens en France sont souvent contestées par voie de recours (pour des informations sur les recours dans le secteur solaire, se référer à la Section 6.5.2.1.2(i)(a) « *Sélection des sites et processus d'obtention du permis de construire* » du présent document de base). Le Groupe accorde une attention particulière aux projets éoliens afin d'aborder à la fois le risque et l'introduction de recours, compte tenu de leur fréquence dans le cadre du développement des projets éoliens. Au 30 juin 2018, 30% des 44 projets éoliens en phases « *awarded* », « *tender-ready* » et « *advanced development* » du Groupe en France faisaient l'objet d'un recours (comme pour les projets photovoltaïques, les projets en phase « *early stage* » ne sont généralement pas assez avancés pour être contestés par la voie du recours). Entre 2015 et 2017, le Groupe a été contraint d'abandonner quatre projets éoliens à la suite de recours.

b) Construction et procédure de raccordement au réseau

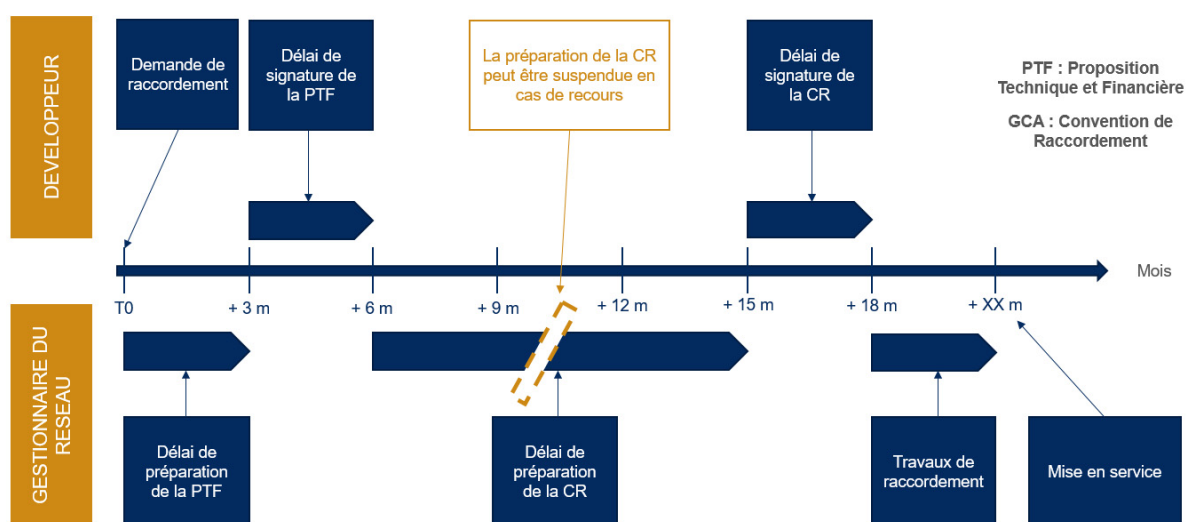
Une fois que l'autorisation environnementale est définitivement obtenue et qu'un contrat de vente d'électricité a été conclu pour un projet, le Groupe débute la sélection de l'aérogénérateur le plus adapté

au projet, selon une procédure de mise en concurrence (une autorisation donnée est généralement compatible avec plusieurs aérogénérateurs). Une fois l'aérogénérateur 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. Cette étape est gérée par le directeur des travaux (*project construction manager*), qui est également en charge de coordonner la procédure de raccordement au réseau. À ce titre, les modalités de raccordement au réseau d'un projet éolien sont similaires à celles applicables aux projets photovoltaïques, décrites à la Section 6.5.2.1.2(i)(b) « *Procédure de raccordement au réseau* » du présent document de base. Il existe néanmoins des différences tenant à la nature de la technologie employée et aux systèmes de livraison utilisés.

Le graphique ci-dessous illustre les différentes étapes de la procédure de raccordement au réseau d'un projet éolien d'une capacité inférieure à 17 MW (pour les projets d'une capacité supérieure, la procédure peut varier légèrement mais le cadre général reste le même) :

Illustration des étapes de raccordement au réseau



(ii) Développement de projets éoliens en Australie

Les particularités du développement de projets éoliens en Australie sont assez similaires à celles applicables en matière de projets photovoltaïques, tels que décrits à la Section 6.5.2.1.2(ii) « *Développement de projets photovoltaïques en Australie* » du présent document de base. La principale différence concerne la taille des projets. En effet, en Australie, le Groupe a pour ambition d'implanter des projets de plus grande envergure, d'une capacité de production allant de 50 MW à 300 MW. Par ailleurs, le processus d'autorisation des projets tend à être plus souple et plus rapide et permet au Groupe de mettre en place des éoliennes plus grandes avec des rendements plus importants. En raison de la flexibilité dans la procédure d'autorisation du projet en Australie, 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.

(iii) Développement de projets éoliens en dehors de la France et de l'Australie

Le processus de développement de projets éoliens, hors de France et d'Australie, suit, dans ses grandes lignes, le schéma présenté à la Section 6.5.1.2 « *Planification et développement des projets* » du présent document de base. Toutefois, à l'instar du développement de ces projets photovoltaïques, le Groupe adapte les modalités de développement des projets éoliens aux pays dans lesquels le Groupe intervient, de manière similaire à celles décrites à la Section 6.5.2.1.2(ii) « *Développement de projets* ».

photovoltaïques en Australie » du présent document de base concernant les projets photovoltaïques. À la date du présent document de base, le Groupe développe des projets éoliens en Jordanie, en Finlande et en Argentine.

6.5.2.2.3. *Installations éoliennes en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)*

Les tableaux ci-après présentent les informations se rapportant aux installations éoliennes en d'exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* ») par le Groupe :

Installations éoliennes en exploitation (« in operation »)

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité installée (MW)	Disponibilité en 2017 (%)	Rendement en kWh/kW	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Durée résiduelle du contrat O&M (années)	Participation du Groupe	Co-investisseur
EMEA														
Auxois Sud	10/06/2010	12	98,4%	1.640	TAO	15	10/06/2010	7	86 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	8	100%	-
Bais et Trans	10/12/2012	6	98,7%	2.564	TAO	15	10/12/2012	9	86 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	10	100%	-
Bussy 1A	16/01/2017	9	98,5%	2.321	TAO	14	16/01/2017	12	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	14	100%	-
Bussy 1B	02/12/2016	9	98,1%	2.321	TAO	15	02/12/2016	13	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	14	100%	-
Bussy 2	01/12/2016	7	98,8%	2.321	TAO	15	01/12/2016	13	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	13	100%	-
Champs d'Amour	15/01/2018	9	N/A ⁽²⁾	2.460	TAO	15	15/01/2018	14	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	15	100%	-

Installations éoliennes en exploitation (« in operation »)

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité installée (MW)	Disponibilité en 2017 (%)	Rendement en kWh/kW	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Durée résiduelle du contrat O&M (années)	Participation du Groupe	Co-investisseur
Chapelle Vallon	01/12/2011	12	98,4%	2.340	TAO	15	01/12/2011	8	86 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	3	100%	-
La Montagne	20/10/2014	12	98,4%	2.186	TAO	15	20/10/2014	11	85 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	6	100%	-
Osière	21/07/2017	14	97,4%	2.866	TAO	15	21/07/2017	14	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	15	100%	-
Raucourt II Flaba	13/07/2016	10	98,8%	2.354	TAO	15	13/07/2016	12	85 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	13	100%	-
Raucourt II La Tabatière	28/06/2016	10	99,0%	2.354	TAO	15	28/06/2016	12	85 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	13	100%	-
Réclainville	17/12/2012	6	98,9%	2.961	TAO	15	17/12/2012	9	86 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	4	100%	-

Installations éoliennes en exploitation (« in operation »)

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité installée (MW)	Disponibilité en 2017 (%)	Rendement en kWh/kW	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Durée résiduelle du contrat O&M (années)	Participation du Groupe	Co-investisseur
Vallée aux Grillons	01/06/2017	11	99,7%	3.302	TAO	15	01/06/2017	14	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	14	100%	-
Villacerf	27/01/2016	10	98,4%	2.285	TAO	15	27/01/2016	13	84 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	13	100%	-
Pays Chaumontois	01/04/2018	14	N/A ⁽²⁾	2.760	Contrat pour différence	15	01/04/2018	15	80,97€ + 2,8 €/MWh	60% (inflation – IPC France)	0%	16	100%	-
Australie														
HWF1	11/11/2016	102	98,1%	4.081	Appel d'offres public	20	16/02/2017	19	92 AUD/MWh	Néant	0%	18	70%	John Laing
HWF2	08/06/2017	102	96,8%	3.751	Appel d'offres public	20	01/12/2018	20	77 AUD/MWh	Néant	0%	21	80%	John Laing
HWF3	18/12/2017	112	95,1%	3.670	Appel d'offres public	20	01/10/2019	20	78 AUD/MWh	Néant	0%	21	80%	John Laing
HPR ⁽³⁾	16/12/2017	100	100,0%	N/A	Appel d'offres public	11	16/12/2017	10	N/A	N/A	0%	9	100%	-

Installations éoliennes en exploitation (« in operation »)

Nom du projet	Date de début des opérations de commercialisation (COD)	Capacité installée (MW)	Disponibilité en 2017 (%)	Rendement en kWh/kW	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Date de prise d'effet du contrat de vente d'électricité	Durée résiduelle du contrat de vente d'électricité (années)	Prix de vente de l'électricité	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Proportion initiale des ventes sur le marché (%)	Durée résiduelle du contrat O&M (années)	Participation du Groupe	Co-investisseur
Total		569												
Moyenne pondérée EMEA			98,5%	2.466		15		12	85 €/MWh			12		
Moyenne pondérée Australie			96,6%	3.829		20		20	82 AUD/MWh			20		

⁽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⁾ Aucune information disponible en 2017 dans la mesure où les actifs sont entrés en exploitation au cours de l'année 2018.

⁽³⁾ Hornsdale Power Reserve (HPR) est l'installation de stockage d'énergie attenante aux projets HWF1, HWF2 et HWF3 d'Hornsdale Wind Farm.

Installations éoliennes 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 (MW)	Rendement en kWh/kW	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (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) ⁽¹⁾	Participation du Groupe	Co-investisseur
EMEA											
Chassepain ⁽²⁾	27/06/2017	T2 2018	20	2.656	Contrat pour différence	15	T3 2018	80,97€ + 2,8€/MWh	60% (inflation – IPC France)	100%	-
Auxois Sud II	15/02/2018	T2 2019	16	2.709	Contrat pour différence	15	T2 2019	80,97€ + 2,8€/MWh	60% (inflation – IPC France)	100%	-
Australie											
Bulgana ⁽³⁾	19/03/2018	T3 2019	214	3.753	Appel d'offres public	15	Entre T3 2019 et T4 2021	55-65 AUD/MWh ⁽⁴⁾	Taux fixe de 2,5%	100%	-
Total			250								
Moyenne pondérée EMEA				2.680		15		80,97€ + 2,8€/MWh			
Moyenne pondérée Australie				3.753		15		55-65 AUD/MWh⁽³⁾			

⁽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 exploitation depuis le 30 juin 2018.

⁽³⁾ La capacité de Bulgana inclut les 20 MW correspondant à l'installation attenante de stockage d'énergie.

⁽⁴⁾ Prix du contrat de vente d'électricité conclu avec le gouvernement de l'État de Victoria seulement.

- (i) Exemples d'installations éoliennes en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* »)

Parc éolien d'Hornsedale

		AUD	
Capacité de 317 MW	Connexion au réseau de 275kV	Investissement total dans le projet de 709 millions AUD⁹	Surface de 7.000 hectares

Caractéristiques du site	
Région, État	Australie Méridionale, 200 km au nord d'Adelaïde, Australie
Surface approximative	7 000 hectares

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteur	Gouvernement du Territoire de la Capitale Australienne
Engagement	20 ans
Commencement	- Février 2017 (HWF1) - Quatrième trimestre 2018 (HW2) - Troisième trimestre 2019 (HWF3)
Revenus du marché	Néant

Caractéristiques du projet	
Statut	En exploitation
Propriété	Le Groupe possède 77% du projet et John Laing 23%

Principales caractéristiques :

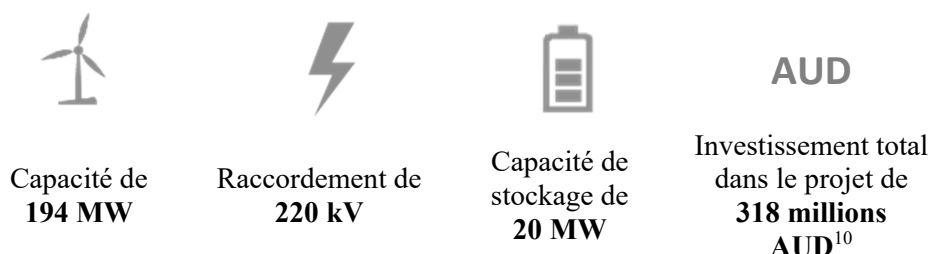
- Le Groupe a investi dans le développement de projets en Australie à un moment où un certain nombre de ses concurrents quittaient le pays à la suite des déclarations politiques en défaveur des énergies renouvelables, formulées par l'ancien Premier ministre Tony Abbot. Le Groupe a néanmoins été en mesure d'identifier une ouverture de marché significative et a acquis le projet d'Hornsedale, un site éolien très prometteur, auprès d'Investec. Le Groupe a poursuivi le développement du projet et est

⁹ Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

parvenu à remporter un appel d'offres du gouvernement du Territoire de la Capitale Australienne, pour une capacité initiale de 100 MW, dénommé Hornsdale Wind Farm Stage 1 (« HWF1 »).

- Le Groupe a ensuite remporté les deux autres étapes du projet (Hornsdale Wind Farm Stage 2 (« HWF2 ») et Hornsdale Wind Farm Stage 3 (« HWF3 »)), par l'intermédiaire d'appels d'offres consécutifs. Le Groupe a ainsi démontré sa capacité à mener à bien un projet puis à proposer des prix de l'électricité très bas pour ses projets HWF2 et HWF3, grâce aux synergies et aux enseignements tirés du développement de HWF1. En particulier, après la réussite du projet HWF1, le Groupe a été en mesure de conclure des contrats *EPC* et des contrats de financement à des conditions favorables pour HWF2 et HWF3.
- Les trois parcs éoliens d'Hornsdale vendent leur production d'électricité dans le cadre de contrats de vente d'électricité à long terme fondés sur des tarifs d'achat obligatoires (TAO) conclus avec le gouvernement du Territoire de la Capitale Australienne, attribués dans le cadre de procédures d'appels d'offres en matière d'énergie éolienne et d'énergies renouvelables de nouvelle génération. En outre, les trois projets produiront de l'électricité à faible coût pour le réseau d'électricité d'Australie Méridionale, au profit du gouvernement du Territoire de la Capitale Australienne et des consommateurs d'électricité d'Australie Méridionale.
- Par ailleurs, après un essai concluant en 2017, HWF2 est devenu le premier parc éolien en Australie à fournir des services de stabilisation du réseau, ouvrant ainsi une nouvelle source de flux de trésorerie au titre de la réserve primaire.
- Le site d'Hornsdale Wind Farm est attendant aux installations d'Hornsdale Power Reserve, qui abrite la plus grande batterie lithium-ion au monde. Pour plus d'informations concernant Hornsdale Power Reserve, se référer à la Section 6.5.2.3.7 « *Installations de stockage en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)* » du présent document de base.

Bulgana Green Power Hub



Caractéristiques du site	
Région, État	Région des <i>Grampians</i> du nord, dans le centre-ouest de l'État de Victoria, Australie
Surface approximative	6.600 hectares

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteurs	Gouvernement de de l'État de Victoria (90%) et Nectar Farms (10%)

¹⁰ Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

Engagement	15 ans
Commencement	Premier trimestre 2020
Revenus du marché	10% jusqu'à ce que Nectar Farms débute ses achats d'électricité
Caractéristiques du projet	
Statut	En construction
Propriété	Le Groupe possède 100% du projet

Principales caractéristiques :

- Bulgana Green Power Hub comprend un parc éolien combiné à une installation de stockage d'énergie par batteries et constitue le plus vaste projet en une tranche du Groupe en Australie. Le projet a atteint son *closing* financier en mars 2018. Les turbines du parc éolien sont fournies par Siemens-Gamesa et sont reliées à une batterie lithium-ion de 20 MW/34 MWh fournie par Tesla.
- Les travaux de construction ont débuté en mai 2018. Le Groupe prévoit une livraison du projet au troisième trimestre 2019. Une fois achevé, le projet Bulgana Green Power Hub, devrait produire plus de 740.000 MWh par an d'électricité propre, renouvelable et sans émissions de gaz à effet de serre.
- L'installation devrait permettre de créer jusqu'à 120 emplois pendant la phase de construction et cinq emplois permanents dans la région, une fois opérationnelle.
- Le gouvernement de l'État de Victoria s'est engagé au titre d'un contrat d'assistance (*support agreement*) d'une durée de 15 ans, constituant une étape importante dans la réalisation des objectifs de l'État de Victoria en termes d'énergie renouvelable, au titre du « *Renewable Energy Target* ».

Raucourt



Capacité de
20 MW



Raccordement de
51.6kV



Investissement
total dans le
projet de
29 millions €¹¹

Caractéristiques du site	
Département, État	Ardennes (08), France
Surface approximative	10 aérogénérateurs implantés sur environ 2 hectares

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus

¹¹ Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

Acheteur	EDF OA
Engagement	15 ans à 8,52 €/kWh
Commencement	28 juin 2016 en ce qui concerne Raucourt II La Tabatière 13 juillet 2016 en ce qui concerne Raucourt II Flaba
Revenus du marché	Néant

Caractéristiques du projet	
Statut	En exploitation
Propriété	Le Groupe possède 100% du projet

Principales caractéristiques :

- Initialement développé par Juwi, le projet Raucourt bénéficiait de toutes les autorisations mais n'était pas rentable au regard des équipements prévus et des conditions techniques du site. Le Groupe est intervenu pour prendre le contrôle du projet à la suite de son abandon par Juwi.
- Le Groupe a augmenté la taille des aérogénérateurs de l'installation, ce qui a permis d'accroître la puissance des équipements ainsi que la production du site. Le Groupe a été en mesure de surmonter les difficultés liées à l'obtention des permis et aux autres obstacles et a achevé l'installation en une année.
- Le Groupe est parvenu à générer 2 millions d'euros de valeur (représentant le montant des frais supplémentaires de développement exposés en plus des 4,5 millions d'euros investis en capital par le Groupe) en négociant des conditions avec les fabricants d'aérogénérateurs et en obtenant des financements attractifs par l'intermédiaire de KfW.
- Le Groupe évalue les possibilités d'extension du site et de création de valeur ajoutée à travers l'un de ses projets existants.

6.5.2.2.4. *Projets éoliens en phase « awarded » et en pipeline*

Les tableaux ci-après présentent les informations clés concernant les projets en phase « *awarded* » et constituant le « *pipeline* » de projets éoliens du Groupe selon leur état d'avancement (pour une description des projets faisant l'objet d'un recours au 30 juin 2018, se référer à la Section 6.5.2.2.2(i)(a) « *Sélection des sites et obtention des autorisations* » du présent document de base) :

Projets éoliens en phase « awarded »

Nom du projet	Capacité installée (MW)	Contrat de vente d'électricité	Durée du contrat de vente d'électricité (années)	Prise d'effet du contrat de vente d'électricité	% de la capacité totale attribuée	Prix de vente initial	Indexation du contrat de vente d'électricité (mesure d'indexation) ⁽¹⁾	Rendement en kWh/kW	Participation de Neoen
EMEA									
Courcome	11	Contrat pour différence	15	T4 2020	17%	80,97€ + 2,8€/MWh	60% (inflation – IPC France)	2.690	100%
Les Hauts Chemins ⁽²⁾	14	Contrat pour différence	15	T2 2019	22%	80,97€ + 2,8€/MWh	60% (inflation – IPC France)	2.745	100%
La Garenne	10	Contrat pour différence	15	T4 2019	15%	80,97€ + 2,8€/MWh	60% (inflation – IPC France)	2.507	100%
Le Mont de Malan	30	Contrat pour différence	15	T1 2021	46%	80,97€ + 2,8€/MWh	60% (inflation – IPC France)	2.465	100%
Total	65								
Moyenne pondérée EMEA			15		100%			2.571	

⁽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 juin 2018

Projets éoliens en phase « tender-ready »

Pays	Nombre de projets	Capacité cumulée (MW)	% de la capacité totale « tender-ready »
EMEA	26	367	100%
France	25	286	78%
Portugal	-	-	0%
Irlande	-	-	0%
Mozambique	-	-	0%
Zambie	-	-	0%
Jordanie	-	-	0%
Finlande	1	81 ⁽¹⁾	22%
Australie	-	-	0%
Amériques	-	-	0%

Argentine	-	-	0%
Colombie	-	-	0%
Salvador	-	-	0%
Guatemala	-	-	0%
Jamaïque	-	-	0%
Mexique	-	-	0%
États-Unis	-	-	0%
Total	26	367	100%

⁽¹⁾ En septembre 2018, le Groupe a annoncé la signature d'un contrat de vente d'électricité avec Google en Finlande portant sur l'intégralité de la production du projet éolien Hedet qui a en conséquent été reclassifié en projet « *awarded* ».

Projets éoliens en phase « *advanced development* »

Pays	Nombre de projets	Capacité cumulée (MW)	% de la capacité totale « <i>advanced development</i> »
EMEA	16	200	35%
France	15	168	30%
Portugal	-	-	0%
Irlande	-	-	0%
Mozambique	-	-	0%
Zambie	-	-	0%
Jordanie	-	-	0%
Finlande	1	32	5%
Australie	5	368	65%
Amériques	-	-	0%
Argentine	-	-	0%
Colombie	-	-	0%
Salvador	-	-	0%
Guatemala	-	-	0%
Jamaïque	-	-	0%
Mexique	-	-	0%
États-Unis	-	-	0%
Total	21	568	100%

Projets éoliens en phase « <i>early stage</i> »			
Pays	Nombre de projets	Capacité cumulée (MW)	% de la capacité totale « <i>early stage</i> »
EMEA	9	130	11%
France	8	80	7%
Portugal	-	-	0%
Irlande	-	-	0%
Mozambique	-	-	0%
Zambie	-	-	0%
Jordanie	1	50	4%
Finlande	-	-	0%
Australie	4	1.060	89%
Amériques	-	-	0%
Argentine	-	-	0%
Colombie	-	-	0%
Salvador	-	-	0%
Guatemala	-	-	0%
Jamaïque	-	-	0%
Mexique	-	-	0%
États-Unis	-	-	0%
Total	13	1.190	100%

(i) Exemples de projets éoliens en cours de développement

Kaban



Capacité de
108 MW



Raccordement de
275kV



Capacité de
stockage de
50 MW

AUD

Investissement total
dans le projet de
300 millions
AUD¹²

Caractéristiques du site	
Département, État	Situé à environ 80 km au sud-ouest de Cairns et 6 km au nord-ouest de Ravenshoe dans le nord du Queensland, Australie
Surface approximative	450 hectares

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteur	Inconnu à la date du présent document de base
Engagement	Contrat de vente d'électricité à obtenir
Commencement	N/A
Revenus du marché	N/A

Caractéristiques du projet	
Statut	Projet en phase « <i>advanced development</i> »
Propriété	Le Groupe possède 100% du projet

Principales caractéristiques :

- Le Groupe estime que le projet de Kaban Green Power Hub constitue une excellente occasion de lancer le développement de la production éolienne dans l'État du Queensland, qui ne compte qu'un seul parc éolien en exploitation à la date du présent document de base.
- Ce site très convoité a été sélectionné en 2016, en raison de ses excellentes ressources éoliennes et de ses nombreuses options de raccordement au réseau.
- Le projet est en phase « *advanced development* » et devrait atteindre son *closing* financier au cours du premier trimestre 2019 pour une production d'électricité initiale pouvant potentiellement démarrer dès le premier trimestre 2020.

¹² Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

- Le projet devrait générer des bénéfices à la fois pour la communauté locale et pour l'environnement. En effet, il devrait contribuer à créer jusqu'à 150 emplois pendant la phase de construction, dont de nombreux créés localement, et nécessitera une équipe de maintenance permanente composée de 5 à 10 personnes.
- Le projet représente un investissement total de 300 millions de dollars australiens et comprendra la création d'un fonds communautaire local. Le projet pourrait alimenter environ 57 000 foyers.
- Le projet utilisera des aérogénérateurs de très haute qualité, avec une hauteur de pointe pouvant aller jusqu'à 240 mètres, couplés avec une technologie de batteries fournies par des fabricants *leaders* dans ce domaine.

Mont de Malan



Capacité de
29,7 MW



Raccordement de
20 kV



Investissement
total dans le
projet de **49**
millions €¹³

Caractéristiques du site	
Région, État	Pauvres, Ardennes (08), France
Surface approximative	9 aérogénérateurs implantés sur 1,8 hectares

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteurs	Dispositif de contrat pour difference (<i>contract for difference</i>) ; acheteurs à confirmer
Engagement	15 ou 20 ans, sous réserve de confirmation
Commencement	Potentiellement dès le premier trimestre 2021
Revenus de marché	Non prévu

Caractéristiques du projet	
Statut	Projet en phase « <i>awarded</i> »
Propriété	Le Groupe possède 100% du projet

¹³ Coûts du projet à l'exclusion des coûts relatifs au financement du projet.

Principales caractéristiques :

- Le projet a débuté en 2010 par la partie sud du site, la partie nord ayant été remportée par un concurrent. La zone obtenue par Neoen pourrait accueillir un projet de quatre aérogénérateurs. En 2014, le Groupe est parvenu à obtenir la partie nord du site, permettant l'installation de six aérogénérateurs. Cette zone a été choisie par Neoen en raison de sa proximité avec deux parcs éoliens existants, dont les autorisations nécessaires étaient en cours d'obtention.
- Après avoir sécurisé la partie nord du projet, Neoen a initié de nouvelles études environnementales en vue de demander un permis à la fin de l'année 2015, tout en conservant des relations constructives avec les parties prenantes locales (élus locaux, propriétaires fonciers, exploitants agricoles, habitants, etc.) pendant la durée de la procédure. Le permis requis a été octroyé en juillet 2017 et n'a pas fait l'objet de contestation ou de recours.

6.5.2.3 Stockage d'énergie

Le stockage d'énergie occupe une place importante au sein de l'activité du Groupe en tant que gage de fiabilité et d'attractivité de ses actifs solaires et éoliens. Il s'agit à la fois d'une fonction support des installations photovoltaïques et éoliennes ainsi que d'un service à part entière, source de revenus autonomes. 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 ou imposeront aux candidats de s'engager à mettre en place une installation de stockage d'énergie connectée à l'installation principale. Le Groupe estime que les appels d'offres à venir prévoiront l'exigence de mettre en place un dispositif de stockage d'énergie en complément de l'installation principale. À la date du présent document de base, le Groupe exploite deux installations de stockage d'énergie : la première est attenante à un parc éolien et la seconde à une installation photovoltaïque. Par ailleurs, le parc éolien de Bulgana en cours de construction (projet en phase « *under construction* ») intégrera une installation de stockage d'énergie.

6.5.2.3.1. *Limitation des effets de l'intermittence de la production d'électricité*

Le développement des énergies renouvelables a longtemps été 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). Cette intermittence a donc rendu les énergies renouvelables moins fiables et plus difficiles à intégrer dans les modèles d'approvisionnement énergétique. Toutefois, 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 ainsi de lisser la production et de renforcer l'attractivité et la rentabilité des installations photovoltaïques et éoliennes.

6.5.2.3.2. *Garantie de la réserve de capacité*

Les solutions de stockage d'énergie, telles que celles proposées par le Groupe, permettent de répondre aux principaux besoins du réseau. Les gestionnaires des réseaux des marchés sur lesquels intervient le Groupe, cherchent à assurer un approvisionnement en électricité fiable et réactif garantissant ainsi la stabilité du réseau en période de pointe de la consommation d'électricité. Cette fonction était traditionnellement assurée par les centrales thermiques qui étaient mises en service 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, pour assurer un approvisionnement en électricité (en partie grâce au développement continu de ces batteries par l'industrie automobile).

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, en Australie Méridionale pour 10 ans et avec des capacités comprises entre 25 et 100 MW ou encore au Mexique, pour 15 ans.

6.5.2.3.3. Régulation de la fréquence

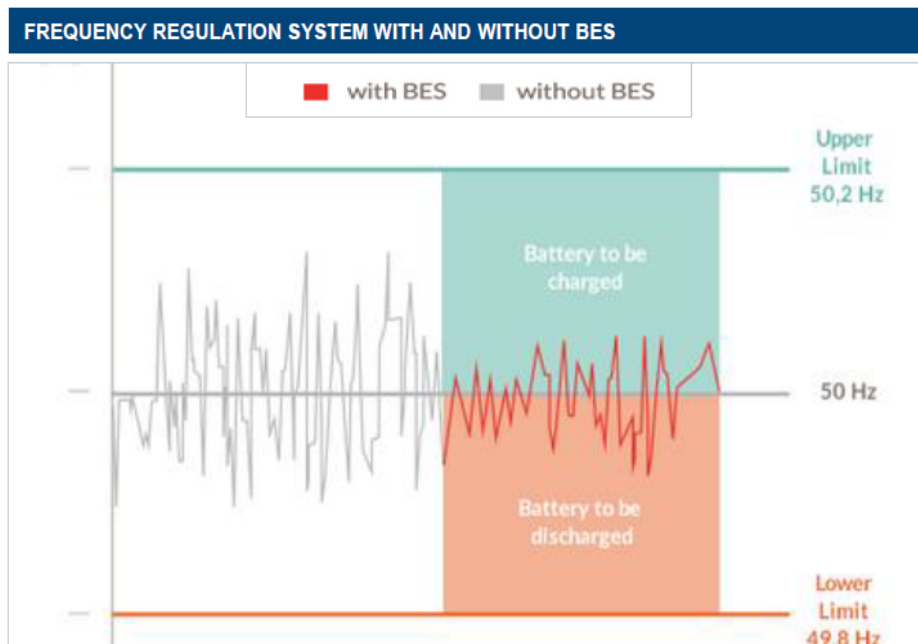
Les réseaux d'électricité transportent l'énergie du producteur aux consommateurs finaux par l'intermédiaire d'un courant alternatif oscillant à une fréquence spécifique (par exemple, 50 Hz en Europe). Les écarts entre la production d'électricité et les besoins en énergie en période de demande accrue 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, qui prennent plus de temps à réagir aux signaux de fréquence et peuvent avoir besoin d'une implication plus importante des gestionnaires de réseaux. 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 :



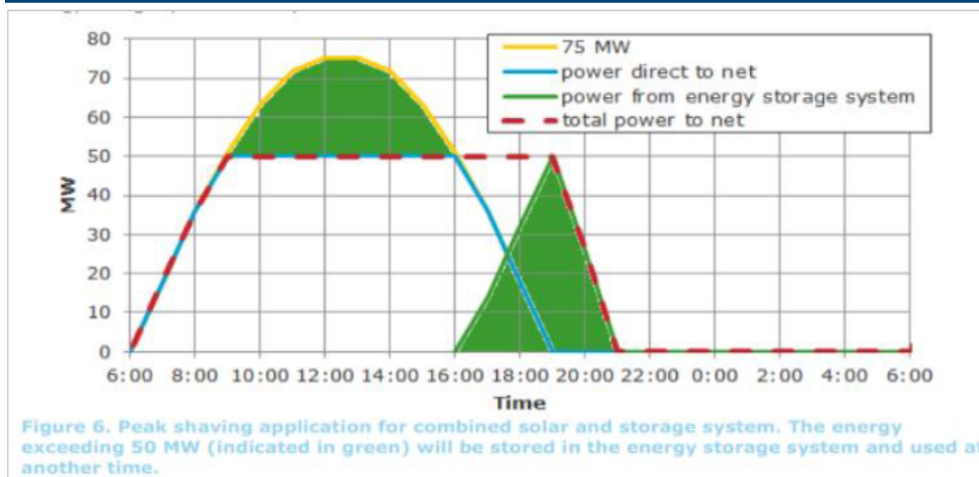
Le Groupe estime qu'à l'avenir le service de régulation des fréquences sur les réseaux d'électricité par des batteries peut constituer une source régulière de revenus et serait susceptible de remplacer les régulateurs thermiques de fréquence. Cette activité permettrait également d'accroître la viabilité financière des technologies de stockage d'énergie. Néanmoins, à la date du présent document de base, la part du chiffre d'affaires du Groupe générée par cette activité reste modeste.

6.5.2.3.4. « 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, notamment 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 (par exemple, au moment de la journée où le rayonnement du soleil est le plus intense). 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* » :

LOAD SHIFTING SCHEME



6.5.2.3.5. Vente de l'énergie stockée sur le marché

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. Même si la stratégie générale du Groupe consiste à consacrer ses solutions de stockage d'énergie à la fourniture de services de *back-up* et de services accessoires sur le long terme, il peut arriver qu'il procède à la vente d'une partie de ses réserves d'électricité sur le marché afin de générer des revenus supplémentaires. Ainsi, les batteries sont rechargées lorsque les prix sont à un niveau normal pour procéder à des injections dans le réseau lorsque les prix augmentent (ces pointes, bien que rares, ont pu atteindre jusqu'à 14.000 dollars australiens par MWh en Australie). Ces ventes sont principalement réalisées lorsque les conditions de marché sont inhabituelles.

6.5.2.3.6. 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 matière 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 et des experts, sans pour autant contractualiser strictement 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. Le Groupe cherche à créer des partenariats avec des sociétés offrant des solutions de stockage d'énergie intégrées, telles que Nidec ou Tesla pour le développement de projets globaux. 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. A la date du présent document de base, le principal objectif du Groupe est de déployer son activité de stockage d'énergie sur différents marchés, comme un complément à l'exploitation de ses installations photovoltaïques et éoliennes. Par exemple, dans le cas de Hornsdale, le Groupe a adopté une approche différente de celle mise en œuvre habituellement dans le cadre de ses projets, notamment en s'engageant dans des négociations formelles et dans une collaboration avec Tesla en amont de la procédure d'appel d'offres, ce qui a abouti à la conclusion d'un contrat négocié sur-mesure.

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'exploitation 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 mis en place un *pipeline* de projets de stockage.

6.5.2.3.7. *Installations de stockage en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)*

Les installations de stockage d'énergie suivantes sont en exploitation (« *in operation* ») ou en construction (« *under construction* ») :

Hornsedale Power Reserve



Capacité de stockage de
100 MW/129 MWh

Caractéristiques du site	
Région, État	Australie Méridionale, 200 km au nord d'Adelaïde, Australie
Surface approximative	160m x 65m (1 hectare)

Contrat de vente d'électricité – Répartition des revenus	
Acheteur	Gouvernement d'Australie Méridionale (70 MW)
Engagement	11 ans
Commencement	16 décembre 2017
Revenus du marchés	30 MW affectés à la vente et aux services sur le marché de l'énergie

Caractéristiques du projet	
Statut	En exploitation
Propriété	Le Groupe possède 100% du projet

Principales caractéristiques :

- En 2017, une offre conjointe du Groupe et de Tesla a été sélectionnée par le gouvernement d'Australie Méridionale comme unique lauréat d'un appel d'offres public, après avoir reçu plus de 90 offres compétitives formulées par des concurrents locaux et internationaux, tels que Engie.

- Le projet Hornsdale Power Reserve est, à la date du présent document de base, la plus importante batterie lithium-ion au monde, capable de participer à l'ensemble des huit marchés FCAS en Australie, ainsi qu'au Marché National de l'Électricité (*National Electricity Market* ou « NEM »).
- La construction de l'installation a été achevée dans un délai très court, la mise en service ayant eu lieu moins de quatre mois après l'obtention des permis et dans les 100 jours suivants la signature de la convention de raccordement au réseau.
- Le Groupe a établi un centre de contrôle des opérations à Canberra, en Australie, chargé de superviser Hornsdale Power Reserve 24 heures sur 24 et sept jours sur sept.
- Cette vaste installation de stockage d'énergie a été très favorablement accueillie par le gestionnaire du réseau, l'*Australian Energy Market Operator* (« AEMO ») pour les services indispensables de stabilisation de la fréquence du réseau qu'elle fournit.
- Sur la base des revenus contractuellement fixés aux termes d'un contrat de vente de l'électricité issue de la capacité de réserve de l'installation, d'une durée de 10 ans, (sans tenir compte des revenus additionnels potentiels provenant de la vente d'électricité sur le marché, non soumise aux termes du contrat de vente d'électricité susmentionné), le Groupe s'attend à ce que Hornsdale Power Reserve génère un EBITDA d'environ 4 millions de dollars australiens par an du fait de la fourniture de ce service.

En plus du projet Hornsdale Power Reserve, le Groupe dispose également d'une installation de stockage d'énergie au sein du parc solaire de DeGrussa et du parc éolien de Bulgana, décrits ci-après.

DeGrussa

L'installation photovoltaïque combinée au dispositif de stockage d'énergie sur le site de DeGrussa a atteint sa pleine capacité de production en juin 2016. L'installation photovoltaïque de DeGrussa est un projet « hors réseau » d'une puissance installée de 11 MW, fournissant directement de l'électricité à une contrepartie privée qui exploite une mine d'or et de cuivre, au titre d'un contrat de vente d'électricité conclu pour une durée de cinq ans. Les batteries de l'installation, produites par Samsung SDI et d'une capacité de 6 MW/1,4 MWh, sont connectées au parc solaire. Ainsi, l'ensemble des installations produit de l'électricité sur le long terme et pour un coût relativement bas et ce, avec une exposition limitée à la volatilité des prix. Cette combinaison des installations photovoltaïques et de stockage d'énergie fait du projet de DeGrussa l'installation photovoltaïque et de stockage hors réseau la plus puissante au monde.

Bulgana

La construction de l'installation de Bulgana a démarré en mars 2018. Le projet consiste en la combinaison d'une installation éolienne, décrite plus en détail à la Section 6.5.2.2.3(i) « *Exemples d'installations éoliennes en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)* » et d'une batterie lithium-ion de 20 MW/34 MWh fournie par Tesla, destinée à lisser la production d'électricité et à livrer une quantité stable d'électricité à une serre agricole voisine. Une fois achevées, l'installation éolienne et la batterie fourniront environ 97% des besoins en électricité de la serre. À la date du présent document de base, le Groupe étudie les pistes permettant de mobiliser la capacité de l'installation sur les réseaux d'électricité, lorsqu'elle n'est pas utilisée par la serre agricole.

6.5.2.4 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 chiffre d'affaires de cette installation s'est élevé à 7,6 millions d'euros et 14,3 millions d'euros, pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 respectivement.

6.5.2.4.1. *Présentation de l'installation*

BEC est une installation dite de cogénération produisant 102 GWh/an d'électricité et 150 GWh/an de vapeur pour une contrepartie privée. L'installation est alimentée par environ 150.000 tonnes de copeaux de bois, de paillis forestiers et de sous-produits issus de scieries chaque année, convertis en électricité par l'intermédiaire d'une chaudière reliée à une turbine activée par la chaleur. Au cours d'une année normale, l'installation fonctionne pendant au moins 8.000 heures à pleine capacité.

6.5.2.4.2. *Parties prenantes et structure contractuelle*

Avec sa centrale biomasse, BEC fournit (i) de l'électricité en vertu d'un contrat d'achat d'électricité avec tarif d'achat obligatoire, en vigueur jusqu'en 2033 et (ii) de la vapeur d'eau destinée à alimenter la plateforme industrielle voisine de la société Adisseo, spécialisée dans la nutrition animale en contrepartie de l'exploitation de droits fonciers et du raccordement au réseau. L'approvisionnement de l'installation en matières premières est assuré par la société Idex et par Neoen BioSource, une filiale du Groupe détenue en intégralité. Idex achemine la moitié des ressources en bois nécessaires pour le fonctionnement de l'installation, l'autre moitié étant directement fournie par Neoen BioSource. La société BEC est détenue à hauteur de 51% par le Groupe, les 49% restant étant détenus par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC). L'installation a été construite par un consortium composé du groupe Areva et de l'entreprise Leroux et Lotz Technologies, aux termes d'un contrat *EPC* clés en mains, et est assuré par la société Royal and Sun Alliance Insurance (RSA) et Liberty Mutual.

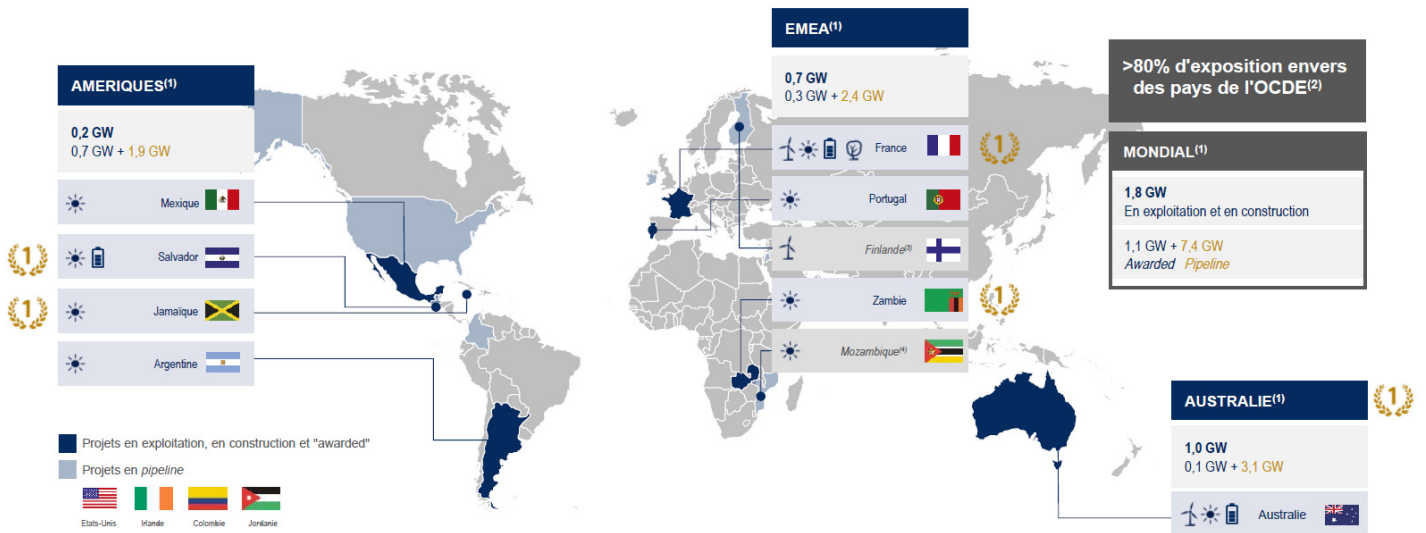
6.5.2.4.3. *Historique et situation de l'installation*

À la date du présent document de base, l'installation est opérationnelle et produit de l'électricité conformément aux attentes du Groupe. Elle a été mise en service en novembre 2015 en ce qui concerne la production d'électricité et novembre 2017 en ce qui concerne la production de vapeur, et livrée par le groupement Areva-LLT au Groupe en février 2018. La construction de la centrale a fait l'objet d'un retard de 28 mois en raison d'une série d'incidents ayant causé des dommages aux principaux éléments du système de production, nécessitant leur réparation ou leur remplacement. Le retard ainsi que les coûts et pertes de revenus liés ont donné lieu à une série de réclamations auprès des assureurs du projet (pour plus d'informations sur ces réclamations, se reporter à la Section 20.4 « *Procédures judiciaires et d'arbitrage* » du présent document de base). Par ailleurs, les difficultés rencontrées dans la construction de la centrale ont entraîné des retards de paiement du capital au titre de la dette projet (les intérêts ayant été, quant à eux, réglés à leur échéance). Ces retards ont fait l'objet d'un *waiver* de la part des banques de financement et la dette projet a été réaménagée. Pour une description détaillée de ce réaménagement, se référer à la Section 10.2.2 « *Dettes financières du Groupe* » du présent document de base.

De ce fait, 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.

6.5.3 Marchés géographiques

À la date du présent document de base, le Groupe est présent dans neuf pays à travers le monde et vise à se développer dans des zones géographiques cibles, conformément à sa stratégie dite « *cluster* », décrite à la Section 6.3 « *Stratégie* » du présent document de base. Le graphique ci-dessous présente l'implantation géographique du Groupe dans le monde :



Sources: information Neoen, BNEF
 Notes:
 (1) Capacité brute en exploitation et en construction au 30 juin 2018
 (2) En pourcentage de la capacité brute en exploitation et en construction au 30 juin 2018
 (3) Projets en phase "tender-ready"
 (4) Projets en phase "advanced development"

Les tableaux ci-dessous présentent l'implantation, actuelle et à venir, du Groupe à travers le monde (sur la base des installations en construction (« *under construction* ») et celles en exploitation (« *in operation* »)), au 30 juin 2018 :

Photovoltaïque – Installations en exploitation (« *in operation* »), en construction (« *under construction* »), en phases « *awarded* », « *tender-ready* », « *advanced development* » et « *early stage* » répartis par MW et par zone géographique/pays au 30 juin 2018

Zone géographique	En exploitation	En construction	<i>Awarded</i>	<i>Tender-ready</i>	<i>Advanced development</i>	<i>Early stage</i>
EMEA	423	99	196	160	668	884
France	399	45	196	160	412	388
Portugal	24	-	-	-	36	-
Irlande	-	-	-	-	75	366
Mozambique	-	-	-	-	41	-
Zambie	-	54	-	-	-	100
Jordanie	-	-	-	-	105	30
Finlande	-	-	-	-	-	-
Australie	147	189	128	-	900	800
Amériques	101	52	718	675	385	800
Argentine	-	-	203	101	-	270
Colombie	-	-	-	-	140	-
Salvador	101	-	140	-	-	28
Guatemala	-	-	-	-	70	-
Jamaïque	-	52	-	-	-	-
Mexique	-	-	375	574	175	-
États-Unis	-	-	-	-	-	502
Total	671	340	1.041	835	1.953	2.484

Éolien – Installations en exploitation (« *in operation* »), en construction (« *under construction* »), en phases « *awarded* », « *tender-ready* », « *advanced development* » et « *early stage* » répartis par MW et par zone géographique/pays au 30 juin 2018

Zone géographique	En exploitation	En construction	<i>Awarded</i>	<i>Tender-ready</i>	<i>Advanced development</i>	<i>Early stage</i>
EMEA	152	36	65	367	200	130
France	152	36	65	286	168	80
Portugal	-	-	-	-	-	-
Irlande	-	-	-	-	-	-
Mozambique	-	-	-	-	-	-
Zambie	-	-	-	-	-	-
Jordanie	-	-	-	-	-	50
Finlande	-	-	-	81	32	-
Australie	417	214	-	-	368	1.060
Amériques	-	-	-	-	-	-
Argentine	-	-	-	-	-	-
Colombie	-	-	-	-	-	-
Salvador	-	-	-	-	-	-
Guatemala	-	-	-	-	-	-
Jamaïque	-	-	-	-	-	-
Mexique	-	-	-	-	-	-
États-Unis	-	-	-	-	-	-
Total	569	250	65	367	568	1.190

Le tableau ci-dessous présente la répartition de la production d'électricité du Groupe (en MWh) par zones géographiques (« *clusters* »), au 30 juin 2018 :

Production en MWh au 30 juin 2018

Zone géographique	Photovoltaïque	Eolien	Biomasse	Total
EMEA	113.194	163.927	48.803	325.924
Australie	43.981	523.329	0	567.310
Amériques	87.237	0	0	87.237
Total	244.412	687.256	48.803	980.471

À la date du présent document de base, les principaux marchés du Groupe sont la France et l’Australie, où il a historiquement débuté le développement de son portefeuille d’installations photovoltaïques et éoliens (le Groupe a aussi développé dès son origine, des installations au Portugal mais avec une capacité de production limitée). Depuis, le Groupe a adopté une politique de sélection des pays mettant l’accent sur l’expansion organique de l’activité, par l’analyse de « *clusters* » de marchés à l’intérieur de zones géographiques répondant aux critères du Groupe, décrits à la Section 6.5.1.1.2 « *Un leadership multi-local* » du présent document de base. Le Groupe projette notamment une expansion significative de ses activités et du nombre de ses installations en Amérique latine, en parallèle du renforcement de sa présence en France et en Australie et de l’extension de ses activités en Irlande et en Finlande. Le Groupe développé un « *pipeline* » solide de projets importants dans les pays d’Amérique centrale et d’Amérique du Sud, dont les besoins en électricité sont croissants et les environnements politiques et réglementaires incitatifs pour les investissements dans les énergies renouvelables.

Le Groupe a diversifié ses implantations dans le monde au fil du temps, tout en respectant une politique de répartition de sa présence internationale à hauteur de 80% au moins de sa puissance installée 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 se développer de manière organique et sélective, il tient à maintenir cet équilibre d’exposition, tout en continuant à intervenir dans des zones géographiques à risque de change limité (en ciblant des pays dans lesquels la dette du projet et le chiffre d’affaires peuvent être libellés dans la même devise, à savoir en dollars américains, en euros ou en dollars australiens). Au 30 juin 2018, le Groupe comptait 148 salariés à travers le monde. Les sections ci-après décrivent les installations en exploitation dans les principales zones géographiques (« *clusters* ») du Groupe (sans inclure, pour les nombres de salariés listés par pays, les administrateurs et les chefs de régions sauf ceux qui représentent l’unique personnel de développement dans un pays donné, ainsi que tout consultant, stagiaire, bénévole ou employés de GenSun).

6.5.3.1 Europe, Moyen Orient et Afrique (EMEA)

(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 30 juin 2018, le portefeuille du Groupe en France était composé d’un portefeuille sécurisé de 46 projets photovoltaïques et 21 projets éoliens, pour un total de 639 MW et 253 MW respectivement, ainsi que d’un *pipeline* de 80 projets photovoltaïques et 48 projets éoliens pour un total de 960 MW et 534 MW respectivement. Pour une description détaillée du portefeuille d’installations du Groupe, voir les Sections 6.5.2.1.3 « *Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)* », 6.5.2.1.4 « *Projets photovoltaïques en phase « awarded » et en pipeline* », 6.5.2.2.3 « *Installations éoliennes en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)* » et 6.5.2.2.4 « *Projets éoliens en phase « awarded » et en pipeline* » du présent document de base. Le développement de projets photovoltaïques et éoliens en France est assuré par les équipes de développement dédiées respectivement à ces secteurs, décrites en détail dans les Sections 6.5.2.1.2(i) « *Développement de projets photovoltaïques en France* » et 6.5.2.2.2(i) « *Développement de projets éoliens en France* » du présent document de base. Au 30 juin 2018, le Groupe occupait trois bureaux en France, situés à Paris, Aix-en-Provence et Nantes et employait un total de 85 salariés, dont 17 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 30 juin 2018, le Groupe disposait au Portugal d’un portefeuille sécurisé de trois projets photovoltaïques, pour un total de 24 MW, ainsi que d’un projet photovoltaïque en *pipeline* pour un total de 36 MW. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait également d’un bureau au Portugal et employait un total de quatre salariés.

(iii) Irlande

L'Irlande constitue l'un des principaux 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. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait en Irlande d'un *pipeline* de 27 projets photovoltaïques pour un total de 441 MW. Au 30 juin 2018, le Groupe employait un salarié, basé en France, travaillant sur le développement des projets solaires en Irlande.

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 de 23 projets photovoltaïques en développement situés dans le sud et l'est de l'Irlande, pour une capacité totale prévue de 330 MW. BNRG Neoen Limited sera en charge de développer ces projets afin de les présenter à des appels d'offres.

(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, avec une possibilité d'installer 25 aérogénérateurs au total. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait en Finlande d'un *pipeline* de deux projets éoliens pour un total de 113 MW. Le Groupe prévoit d'établir un bureau en Finlande d'ici la fin 2018.

(v) Mozambique

Au 30 juin 2018, le Groupe disposait au Mozambique d'un projet photovoltaïque en *pipeline* pour un total de 41 MW. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait d'un bureau et de deux salariés travaillant sur le développement de projets solaires au Mozambique.

(vi) Zambie

Le Groupe a été l'un des premiers acteurs à intervenir sur le marché zambien. La Zambie a rencontré des difficultés macroéconomiques ces dernières années et les partenaires locaux sont en phase d'adaptation à la technologie et à la logistique des énergies renouvelables. Toutefois, le Groupe a réussi à obtenir des financements pour son projet local et à ce titre, estime que la Zambie présente un potentiel de développement et peut constituer un levier de croissance pour l'avenir. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait en Zambie d'un portefeuille sécurisé d'un projet photovoltaïque, pour un total de 54 MW et d'un projet photovoltaïque en *pipeline*, pour un total de 100 MW. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait d'un bureau en Zambie et de trois employés, dont l'un travaille sur le développement de projets solaires.

6.5.3.2 Australie

À la date du présent document de base, l'Australie constitue le premier marché du Groupe, avec la France. En Australie, le Groupe est un *leader* des producteurs indépendants d'électricité, où il a implanté de nombreuses installations photovoltaïques et éoliennes ainsi qu'un nombre croissant d'installations de stockage d'énergie, comprenant les sites de Hornsdale Power Reserve et de DeGrussa et l'installation de Bulgana Green Power Hub en construction, qui sont connectées aux installations photovoltaïques et éoliennes du Groupe.

Au 30 juin 2018, le Groupe disposait en Australie d'un portefeuille sécurisé de six projets photovoltaïques et cinq projets éoliens, pour un total de 464 MW et 631 MW respectivement, ainsi que d'un *pipeline* de neuf projets photovoltaïques et neuf projets éoliens pour un total de 1.700 MW et 1.428 MW respectivement. Le parc éolien d'Hornsdale et l'installation de stockage d'énergie attenante sont gérés par un centre de contrôle des opérations situé à Canberra. Pour des détails sur le portefeuille du Groupe en Australie, se référer aux Sections 6.5.2.1.3 « *Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)* », 6.5.2.1.4 « *Projets photovoltaïques en phase « awarded » et en pipeline* », 6.5.2.2.3 « *Installations éoliennes en exploitation (« in operation ») et en*

construction (« under construction ») » et 6.5.2.2.4 « Projets éoliens en phase « awarded » et en pipeline » du présent document de base. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait de deux bureaux opérationnels en Australie (à Sydney et Canberra) et deux bureaux de représentation (à Adelaïde et Melbourne), avec un total de 33 employés, dont neuf travaillant sur le développement de projets internationaux.

6.5.3.3 Amériques

(i) Salvador

Le Groupe a implanté un certain nombre d'installations photovoltaïques au Salvador et prévoit de poursuivre le développement de telles installations dans le pays à l'avenir. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait au Salvador d'un portefeuille sécurisé de trois projets photovoltaïques, pour un total de 241 MW et d'un projet photovoltaïque en *pipeline* pour un total de 28 MW. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait d'un bureau au Salvador et employait six 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 30 juin 2018, le portefeuille sécurisé du Groupe en Jamaïque était composé d'un projet photovoltaïque, pour un total de 51 MW. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait d'un bureau en Jamaïque sans aucun salarié sur place.

(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, en raison de la politique ambitieuse du gouvernement en faveur du développement des énergies renouvelables. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait en Argentine d'un portefeuille sécurisé de deux projets photovoltaïques pour un total de 203 MW et d'un *pipeline* de quatre projets photovoltaïques pour un total de 371 MW. Au 30 juin 2018, le Groupe employait cinq salariés en Argentine, dont trois travaillant sur le développement de projets solaires ou éoliens en Argentine.

(iv) Mexique

Le Groupe est déjà présent au Mexique et considère le pays comme un marché sérieux pour l'expansion de ses activités et la croissance de son portefeuille d'actifs, en particulier compte tenu de la part importante des énergies renouvelables dans la puissance installée d'énergie récemment mise en place dans le pays. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait au Mexique d'un portefeuille sécurisé d'un projet photovoltaïque, pour un total de 375 MW et d'un *pipeline* de trois projets photovoltaïques pour un total de 749 MW. Au 30 juin 2018, le Groupe employait huit salariés au Mexique, dont cinq travaillant sur le développement de projets solaires mexicains.

(v) Colombie

En Colombie, le Groupe se focalise principalement sur le développement de projets photovoltaïques. Au 30 juin 2018, le Groupe disposait en Colombie d'un projet photovoltaïque en *pipeline* pour un total de 140 MW. Au 30 juin 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 30 juin 2018, le Groupe disposait au Guatemala d'un projet photovoltaïque en *pipeline* pour un total de 70 MW. Au 30 juin 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 30 juin 2018, le Groupe disposait aux États-Unis d'un *pipeline* de cinq projets photovoltaïques pour un total de 502 MW. À cette même date, le Groupe disposait d'un bureau aux États-Unis et employait deux salariés dont un travaillant sur le développement de projets.

6.5.4 Clients du Groupe

Les consommateurs finaux de l'électricité produite par Neoen comprennent une grande 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*). 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 aux gestionnaires de réseaux et aux États, comme décrit à la Section 6.5.2.3 « *Stockage d'énergie* » du présent document de base.

Le tableau ci-après présente une répartition de la capacité sécurisée contractée du Groupe en MW en fonction de ses différents clients directs au 30 juin 2018 :

Catégorie d'acheteur	Capacité (MW)	%
Entreprises de distribution d'électricité (<i>utilities</i>)	2.154	73,0%
Administration publique	728	24,7%
Acheteurs privés	36	1,2%
Marché	33	1,1%
Total	2.951	100%

Au 30 juin 2018, les quatre premiers acheteurs du Groupe, qui représentaient ensemble 67% de sa capacité totale en MW, bénéficiaient tous d'une notation « *investment grade* » à cette date (CENACE ayant une notation « *investment grade* », selon le référentiel applicable au Mexique). Environ 80% de la capacité totale du Groupe est contractualisée auprès d'acheteurs disposant d'une notation « *investment grade* » .

Le tableau ci-après présente les clients principaux du Groupe par MW contractés au 30 juin 2018:

Acheteur	Capacité (MW)	%
EDF OA	907	30,7%
CENACE (<i>Centro Nacional de Control de Energía</i>)	375	12,7%
Territoire de la Capitale Australienne	317	10,7%
État de Victoria	226	7,7%
CAMMESA (<i>Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico</i>)	203	6,9%
Energy Australia	189	6,4%
AES	152	5,1%
Simply Energy Engie	102	3,5%
Australie Méridionale	100	3,4%
Delsur	84	2,9%
Zen Energy	77	2,6%
ZESCO	54	1,8%
Autres	166	5,6%
Total	2.951	100%

En termes de répartition des clients en fonction du chiffre d'affaires du Groupe, le Groupe estime qu'en 2017, deux de ses clients ont généré plus de 10% de son chiffre d'affaires consolidé, à savoir :

- EDF OA à hauteur d'environ 60 millions d'euros ; et
- l'*Australian Energy Market Operator* (« AEMO ») à hauteur d'environ 40 millions d'euros (l'AEMO étant le gestionnaire du réseau et la contrepartie contractuelle étant le Territoire de la Capitale Australienne).

6.5.4.1 Gouvernements et acteurs étatiques

Au 30 juin 2018, 83% de la capacité du Groupe (en MW) en exploitation et en construction étaient vendue dans le cadre de contrats de vente post-procédure d'appels d'offres.

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 afin de limiter les risques liés aux investissements (même si le Groupe considère qu'à l'avenir des acheteurs privés de plus en plus expérimentés vont se développer pour représenter un marché significatif).

À l'origine, les gouvernements encourageaient les investissements dans les énergies renouvelables par l'intermédiaire de subventions et tarifs d'achat obligatoires (TAO), afin de compenser le coût plus élevé de

production d'électricité renouvelable comparativement aux coûts de production d'électricité à partir de sources conventionnelles. Sur les marchés des énergies renouvelables qui sont parvenus à maturité, ces mesures incitatives ont évolué à mesure que l'électricité renouvelable s'est approchée, ou a atteint, la parité réseau. Désormais, les investissements sont de plus en plus souvent sollicités par l'intermédiaires d'appels d'offres et rémunérés par la conclusion de contrats pour différence (*contracts for difference*) ou par des mécanismes contractuels similaires plus sensibles aux prix de marché.

Néanmoins, même sur les marchés matures, les gouvernements et acteurs étatiques demeurent des acteurs clés et des clients privilégiés en matière d'énergies renouvelables, en raison de leur poids politique, de leur importance et de leur influence dans la régulation de la fourniture d'électricité. À titre d'exemple, en France, où le coût de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables approche de la parité réseau et où les projets photovoltaïques et éoliens sont relativement courants, tous les contrats significatifs de vente d'électricité du Groupe (principalement des contrats pour différence (*contract for difference*) et quelques contrats avec tarifs d'achat obligatoire (TAO)) continuent d'être conclus avec des entités contrôlées par l'État français ou des entreprises locales de distribution et ce, en raison de l'engagement des pouvoirs publics en faveur du développement des énergies renouvelables. Sur des marchés moins matures, en Afrique ou au Moyen-Orient, les gouvernements sont quasiment les seules contreparties en mesure de réaliser des investissements dans les énergies renouvelables à des échelles visées par le Groupe (entre 10 MW et 300 MW, hors de France). En conséquence, le Groupe prévoit que les gouvernements et autres acteurs étatiques continuent de représenter un pourcentage significatif de ses revenus à court-terme, même s'il souhaite diversifier ses débouchés par la conclusion de contrats avec des acheteurs privés.

6.5.4.2 Distributeurs d'électricité (*utilities*)

Selon le marché, les distributeurs d'électricité peuvent être des entités publiques ou privées. En Australie, les principaux distributeurs d'électricité privés du secteur, tels qu'Engie Australia ou Energy Australia, jouent un rôle similaire à celui des agrégateurs dans des pays comme la France. Dans cette situation, le Groupe conclut un contrat de vente d'électricité avec un État d'Australie prévoyant un mécanisme de contrat pour différence (*contract for difference*) par lequel le Groupe vend l'électricité sur le marché par l'intermédiaire du distributeur d'électricité privé et reçoit (ou paie selon le cas) un complément de rémunération de sa contrepartie étatique couvrant la différence entre le prix du marché (marché *spot*) et le tarif de référence prévu contractuellement.

6.5.4.3 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 comme entreprises engagées dans les énergies renouvelables. Pour plus d'informations sur les acheteurs privés du Groupe, se référer à la présentation des projets sélectionnés à la Section 6.5.2 « *Secteurs d'activités* » du présent document de base. 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 et à ce titre, est bien positionné pour entrer en relation avec ces nouveaux clients, en particulier lorsqu'ils bénéficient d'une surface financière suffisante et de notations de crédit élevées, compatibles avec les exigences liées au financement des projets. L'expérience du Groupe dans la réalisation de projets de grande envergure d'une qualité reconnue, dans le respect des budgets et délais convenus, confère au Groupe un avantage compétitif et une crédibilité dans le cadre de la recherche de telles opportunités à l'avenir. Les contrats de vente d'électricité conclus avec des contreparties privées présentent plusieurs avantages : diversification et augmentation des revenus, diminution de la dépendance à l'égard des contrats de vente d'électricité conclus avec des entités publiques, qui peuvent être soumises à des aléas politiques et meilleure marge de manœuvre dans la négociation des termes du contrat et de ses conditions financières.

6.5.4.4 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 6.5.1.6.3 « *Ventes sur le marché de gros et le marché spot* » du présent document de base.

6.5.5 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 6.5.1.6.1 « *Contrats de vente d'électricité* » du présent document de base, les contrats de conception, fourniture et installation (contrats *EPC*) ainsi que les contrats d'exploitation et de maintenance (contrats *O&M*) et les contrats de financement des installations, conclus avec plusieurs prêteurs, décrits à la Section 6.5.1.3 « *Financement des projets* » du présent document de base.

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 6.5.1.3 « *Financement des projets* » du présent document de base, le Groupe assure le financement de ses installations projet par projet et uniquement sans recours. En outre, comme indiqué à la Section 6.5.1.5 « *Exploitation des actifs de production* » du présent document de base, 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 (sauf exception) 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*. Toutefois, dans certaines hypothèses, le Groupe a conclu des contrats-cadres avec des prestataires *EPC* notables, tels que Schneider Electric. Pour plus d'informations sur le contrat conclu avec Schneider Electric, se référer à la Section 6.5.1.4 « *Approvisionnement et construction* » du présent document de base. Le Groupe a également conclu des contrats importants avec Tesla pour des solutions de stockage intégrées ainsi qu'avec Samsung SDI pour la fourniture de batteries.

6.6 RÉGLEMENTATION

En tant que producteur et revendeur d'électricité d'origine renouvelable, le Groupe opère dans un cadre juridique incitatif visant à promouvoir la production d'énergie verte, utilisant des ressources non fossiles et contribuant à la diminution des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Ce cadre juridique peut prendre la forme de conventions internationales ou de textes européens et nationaux. Le plus souvent, les textes contiennent des objectifs chiffrés ainsi que des plans d'action pour parvenir à ces objectifs. Dans le cadre de ses activités, le Groupe tire parti de cet environnement réglementaire favorable en répondant à la demande d'énergies renouvelables émanant d'acteurs étatiques ou privés, tout en accompagnant les États dans leur transition énergétique.

6.6.1 Les conventions internationales sur les gaz à effet de serre

La Convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (la « Convention Cadre ») adoptée en 1992 et entrée en vigueur en 1994 est la première convention internationale à avoir fixé un cadre général pour relever le défi des changements climatiques au plan international. La Convention Cadre s'était donnée pour objectif de « stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique ». Le Protocole de Kyoto, adopté en 1997 et entré en vigueur en 2005, a renforcé la Convention Cadre en fixant notamment des objectifs quantifiés et contraignants de réduction des émissions agrégées de gaz à effet de serre. Globalement, les États parties (généralement les pays alors industrialisés) se sont engagés collectivement à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre d'au moins 5% sur la période 2008-2012 par rapport aux niveaux de 1990.

L'accord de Paris (l'« Accord de Paris ») a été adopté le 12 décembre 2015 par 195 parties à l'issue de la 21ème conférence des parties à la Convention Cadre (la « COP 21 »), puis est entré en vigueur le 4 novembre 2016, avec notamment pour objectif de :

- contenir l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels tout en poursuivant l'action menée pour limiter l'élévation des températures à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels ;
- renforcer les capacités d'adaptation aux effets néfastes des changements climatiques et promouvoir la résilience à ces changements et un développement à faible émission de gaz à effet de serre, sans menacer la production alimentaire ;
- rendre les flux financiers compatibles avec un profil d'évolution vers un développement à faible émission de gaz à effet de serre et résilient aux changements climatiques.

Afin de relever ces défis, chaque pays a été tenu, en amont de la COP 21, d'établir et de communiquer des objectifs nationaux. À l'avenir, ces objectifs devront être actualisés et chaque pays devra prendre des mesures internes en vue de les réaliser. A la date du présent document de base, tous les pays dans lequel le Groupe opère ont souscrit des engagements dans le cadre de la COP 21 :

- la France, le Portugal et les autres États membres de l'Union européenne se sont engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40% d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990 ;
- l'Australie s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 26% à 28% d'ici 2030 par rapport au niveau de 2005 ;
- le Mexique s'est engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques à courte durée de vie de 25% d'ici 2030 par rapport au niveau de 2013 ;
- l'Argentine s'est engagée à ne pas émettre plus de 483 millions de tonnes de dioxyde de carbone ou équivalents (tCO₂eq) dans l'atmosphère d'ici 2030 ;
- le Salvador s'est engagé à accroître ses capacités de production d'énergies renouvelables d'au moins 12% d'ici 2025 par rapport à l'électricité produite en 2014 ;
- la Zambie s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 47% avec l'aide de la communauté internationale (25% avec les ressources domestiques) d'ici 2030 par rapport au niveau de 2010 ;
- les États-Unis se sont engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 26% à 28% d'ici 2025 par rapport au niveau de 2005, étant précisé que les États-Unis ne seront plus tenus par ces engagements à partir du 4 novembre 2020, date à laquelle la décision du gouvernement américain de sortir de l'Accord de Paris, annoncée le 1^{er} juin 2017, prendra effet si elle est confirmée.

6.6.2 La réglementation applicable en France

6.6.2.1 Les objectifs et planifications en matière d'énergie renouvelable

Depuis longtemps, l'Union européenne émet des réglementations environnementales destinées à promouvoir les énergies renouvelables et à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les origines de ces réglementations remontent à 1997 avec l'adoption du Livre blanc sur les sources d'énergies renouvelables et 2001 avec la Directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

Par une série de textes adoptés le 23 avril 2009 (dits « Paquet Énergie-Climat 2020 »), l'Union européenne s'est fixée comme objectif d'ici 2020 de réduire de 20% ses émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, de porter à 20% la part des énergies renouvelables dans sa consommation d'énergie totale et d'améliorer l'efficacité énergétique de 20%.

Ces objectifs ont été complétés par des textes adoptés lors des réunions du Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014 (dits « Paquet Énergie-Climat 2030 ») puis révisés par la Commission européenne en novembre 2016. L'Union européenne se fixe désormais pour cible, d'ici 2030, de réduire ses émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40% par rapport au niveau de 1990 (engagement qui a été repris dans le cadre de la COP 21), de porter la part des énergies renouvelables à au moins 27% dans sa consommation d'énergie totale (objectif qui sera porté à 32% dans le cadre de l'accord européen du 14 juin 2018) et d'améliorer l'efficacité énergétique d'au moins 30%.

L'ensemble de ces objectifs a été repris en droit français, notamment par la loi du 3 août 2009 relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (dite « Loi Grenelle I »), venant transposer le Paquet Énergie-Climat 2020 et par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (la « Loi de Transition Énergétique »), venant transposer le Paquet Énergie-Climat 2030. À l'occasion de ces textes, la France a confirmé ses engagements de :

- réduire ses émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20% d'ici à 2020 et de 40% d'ici à 2030 et de diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050, en les réduisant de 3% par an, en moyenne ;
- réduire la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20% en 2030 ;
- réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à la référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune ;
- porter la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32% de cette consommation en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables devront représenter 40% de la production d'électricité ; et
- porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50% à l'horizon 2025.

Pour atteindre ces cibles, la législation française a mis en place des outils de planification territoriale, notamment les programmations pluriannuelles de l'énergie, les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

La programmation pluriannuelle de l'énergie

Créée par la Loi de Transition Énergétique en remplacement des anciennes programmations pluriannuelles des investissements de production d'électricité, la programmation pluriannuelle de l'énergie (« PPE ») est un outil de pilotage de la politique énergétique française. Elle exprime les orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs pris dans le cadre des conventions internationales ou des textes européens et nationaux décrits plus haut.

La PPE en vigueur à la date du présent document de base a été approuvée par décret le 27 octobre 2016. Elle porte sur deux périodes successives 2016-2018 et 2019-2023 et contient les plans suivants de développement de production d'électricité d'origine renouvelable en France :

Type d'énergie renouvelable	Échéance	Puissance installée
Éolien terrestre	31 décembre 2018	15.000 MW
	31 décembre 2023	Option basse : 21.800 MW Option haute : 26.000 MW
Photovoltaïque	31 décembre 2018	10.200 MW
	31 décembre 2023	Option basse : 18.200 MW Option haute : 20.200 MW
Biomasse (bois-énergie)	31 décembre 2018	540 MW
	31 décembre 2023	Option basse : 790 MW Option haute : 1.040 MW

Le projet de PPE, couvrant la période 2019-2023, a fait l'objet d'un débat public qui s'est tenu du 19 mars au 30 juin 2018. L'adoption de la PPE et la publication du décret correspondant sont attendues d'ici la fin 2018.

La PPE est importante pour le Groupe car l'organisation de procédures d'appels d'offre et de procédures de mises en concurrence, auxquelles le Groupe participe, est possible lorsque les capacités de production existantes ne répondent pas aux objectifs prévus dans la PPE. La PPE fait l'objet d'un suivi par le Groupe à travers les syndicats dont le Groupe est membre, tels que le Syndicat des Énergies Renouvelables, ENERPLAN pour le secteur photovoltaïque ou France Energie Éolienne pour le secteur éolien.

Les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie

Les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (« SRCAE ») sont des orientations et objectifs de production énergétique à l'échelle régionale, élaborés conjointement par les préfets de région et par les présidents des conseils régionaux après consultation des collectivités territoriales concernées. Pour chaque énergie renouvelable, les SRCAE doivent fixer des objectifs de puissance à installer, répartis par zone en fonction de leur potentiel, des exigences techniques liées à leur implantation et des enjeux environnementaux locaux.

Les SRCAE contiennent en annexe des schémas régionaux éoliens (« SRE ») qui ont pour objectif de définir des zones favorables au développement de l'éolien dans la région concernée. Entre 2016 et 2018, la majorité des SRCAE a fait l'objet d'annulation par les juridictions administratives pour vice de forme (défaut d'évaluation environnementale préalable en violation du droit européen), sans que cela n'ait d'impact sur les projets du Groupe, les SRCAE n'ayant qu'une valeur indicative. En dépit de ces annulations, le Groupe vérifie systématiquement que les projets qu'il développe sont bien inclus dans les zones favorables identifiées par les SRE.

Dans le cadre de la loi du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République (dite loi « NOTRe »), les SCRAE ont vocation à être fusionnés avec d'autres documents au sein de schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (« SRADDET ») que les régions sont tenues d'élaborer d'ici juillet 2019.

Les schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables

Les schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables (« S3REnR ») constituent un outil de planification technique et de mutualisation financière des investissements des infrastructures permettant le raccordement des installations d'énergies renouvelables qui doivent être réalisées pour atteindre les objectifs du SRCAE. Ils définissent les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par

les SRCAE en termes de potentiel énergétique renouvelable. Ils mentionnent la capacité globale d'accueil de production, qui doit être réservée sur chaque poste-source pendant une période de dix ans au bénéfice des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables.

En contrepartie de cette réservation de capacité, les producteurs exploitant les nouvelles installations raccordées à tout ouvrage du S3REnR participent, en plus du financement de leurs « ouvrages propres », au financement des ouvrages créés en application du S3REnR à travers le versement d'une contribution financière qui prend la forme d'une « quote-part », proportionnelle à la puissance de raccordement en injection demandée par chaque producteur.

Les S3REnR fixent généralement un seul périmètre de mutualisation intégrant les montants prévisionnels de travaux de création sur les postes du réseau public de transport, les postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et les liaisons de raccordement de ces postes au réseau public de transport. La quote-part unitaire est calculée en fonction de la capacité globale d'accueil du S3REnR.

Les S3REnR sont élaborés par le gestionnaire du réseau public de transport, en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution et après avis des autorités organisatrices de la distribution compétentes (les collectivités locales propriétaires des réseaux de distribution) et soumis à l'approbation du préfet de région dans un délai maximal de six mois suivant l'approbation du SRCAE. Dans le cadre du remplacement progressif des SRCAE par les SRADDET, les S3REnR devront être réévalués à l'aune des nouveaux objectifs inscrits dans les SRADDET et ce, dans les six mois suivant l'adoption des SRADDET par les régions qui doit intervenir au plus tard en juillet 2019.

6.6.2.2 Les autorisations et formalités relatives à la construction et l'exploitation des installations

Pour chaque installation qu'il exploite, le Groupe a suivi un processus de sélection du site, de construction, de raccordement au réseau et de mise en service dont les étapes sont décrites aux Sections 6.5.2.1.2 « *Politique de développement des projets photovoltaïques* » et 6.5.2.2.2 « *Politique de développement des projets éoliens* » du présent document de base. Chacune de ces étapes est encadrée par une réglementation stricte dont les principales dispositions sont ci-après exposées. Lorsque le Groupe sélectionne un site en vue de la construction d'une installation, et désormais préalablement à toute candidature à une procédure de mise en concurrence ou à toute recherche de financements, il s'assure de l'obtention des permis et autorisations nécessaires à l'implantation d'une telle installation.

Les règles et autorisations d'urbanisme

Conformément aux règles d'urbanisme de droit commun, les projets d'installations photovoltaïques d'une puissance crête supérieure à 250 kW et d'installations d'éoliennes terrestres dont la hauteur du mât et de la nacelle au-dessus du sol est supérieure ou égale à 50 mètres, à l'instar de celles qui sont exploitées par le Groupe, sont soumis à l'obtention d'un permis de construire. Toutefois, l'autorisation environnementale unique, décrite ci-dessous, accordée pour la réalisation d'un projet d'éoliennes terrestres, dispense de permis de construire. L'obtention d'un permis de construire est parfois un prérequis pour candidater à certaines procédures de mise en concurrence, notamment s'agissant des appels d'offres solaires dits « CRE 4 », à partir de la deuxième tranche initiée en 2017, décrits ci-dessous.

Aux fins d'obtention du permis de construire, les projets d'installations doivent être conformes aux règles relatives à l'utilisation des sols prévues par les documents d'urbanisme et les servitudes d'utilité publique qui leur sont applicables. Dans le cas où une évolution du plan local d'urbanisme est nécessaire pour permettre l'installation de panneaux solaires au sol ou de centrales éoliennes terrestres, la procédure de droit commun de révision ou de modification de ce plan, prévue aux articles L. 153-31 à L. 153-44 du Code de l'urbanisme, peut être utilisée.

Les évaluations environnementales

Les autorisations de construire et d'exploiter s'accompagnent, préalablement à leur délivrance, d'évaluations environnementales pour les installations photovoltaïques au sol d'une puissance crête supérieure à 250 kW ainsi que pour les éoliennes terrestres au titre de leur inclusion dans la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE ») pour celles relevant du régime de l'autorisation.

Chaque évaluation environnementale suppose en premier lieu la préparation d'une étude d'impact par le maître d'ouvrage qui contient notamment une description du projet comportant des informations relatives à sa localisation, à sa conception, à ses dimensions et ses autres caractéristiques pertinentes, les incidences notables probables du projet sur l'environnement (étude acoustique notamment) et les mesures envisagées pour les éviter, réduire celles qui ne peuvent être évitées et compenser celles qui ne peuvent être évitées ni réduites. Dans le cadre de ses activités, le Groupe a décidé de confier la réalisation des études d'impact à des prestataires externes, tel que décrit dans les Sections 6.5.2.1.2 « *Politique de développement des projets photovoltaïques* » et 6.5.2.2.2 « *Politique de développement des projets éoliens* » du présent document de base.

Le dossier présentant le projet comprenant l'étude d'impact et la demande d'autorisation déposée est alors transmis pour avis à l'autorité environnementale ainsi qu'aux collectivités territoriales et à leurs groupements intéressés par le projet. Le projet passe ensuite par une enquête publique menée par un service de la préfecture du département dont l'objet est d'assurer l'information et la participation du public ainsi que la prise en compte des intérêts des tiers (tels que les riverains) lors de l'élaboration des décisions susceptibles d'affecter l'environnement. Pour le secteur photovoltaïque, comme pour le secteur éolien, l'avis de l'autorité environnementale et le résultat de l'enquête publique font partie intégrante de la demande d'autorisation. Enfin, l'autorité compétente octroie ou refuse l'autorisation du projet en tenant compte de l'étude d'impact, du résultat de l'enquête publique et de l'avis de l'autorité environnementale et en motivant sa décision au regard des incidences notables du projet sur l'environnement.

À l'origine, le préfet de région cumulait les rôles d'autorité environnementale, chargée de donner un avis sur l'étude d'impact et d'autorité compétente, chargée d'instruire la demande d'autorisation environnementale. Saisi de la légalité de cette procédure, le Conseil d'État a jugé, dans deux décisions des 6 et 28 décembre 2017 que le texte conférant au préfet le rôle d'autorité environnementale devait être annulé car violait la règle dite de séparation fonctionnelle entre le service instructeur et l'autorité environnementale. Un projet de décret, publié en juillet 2018, clarifie la répartition des compétences entre les autorités environnementales et autorités compétentes en attribuant aux missions régionales d'autorité environnementale (« MRAe ») la compétence d'autorité environnementale.

Ces décisions ont eu un impact sur les projets éoliens du Groupe qui ne sont pas encore entrés en exploitation et certains projets photovoltaïques du Groupe. Ainsi, le Groupe a fait le choix de clarifier la situation de certains de ses projets en développement (Avaloirs, Briqueterie) en demandant aux MRAe compétentes, désignées par anticipation, de se prononcer sur l'étude d'impact de ces projets. Par ailleurs, s'agissant des projets du Groupe qui sont en phase contentieuses (Fontennes, Beaux Monts), le risque d'annulation des autorisations environnementales – découlant de l'illégalité des avis donnés par l'autorité environnementale – ne peut être exclu, même si les dernières instructions du Ministre de l'écologie sont allées dans le sens du maintien des autorisations en cours.

Les autorisations environnementales

À compter du 1^{er} mars 2017, les différentes procédures et décisions environnementales requises pour les projets éoliens soumis à la réglementation des ICPE (lorsqu'ils relèvent du régime de l'autorisation préalable) ou les projets photovoltaïques soumis à la réglementation IOTA sont fusionnées au sein d'une autorisation environnementale unique qui inclut l'ensemble des prescriptions des différentes législations applicables et relevant des différents codes, notamment l'autorisation de défrichement requise par le Code

forestier ou encore l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité requise par le Code de l'énergie.

Le classement ICPE des installations éoliennes se fait sous le régime de l'autorisation (l'installation est soumise à autorisation préalable de la part de la Direction Régionale de l'Environnement, de l'aménagement et du Logement (« DREAL »)) lorsque l'installation éolienne comprend au moins un aérogénérateur d'une hauteur supérieure à 50 mètres ou lorsqu'elle comprend des aérogénérateurs dont le mât est compris entre 12 et 50 mètres pour une puissance installée supérieure à 20 MW. Il se fait sous le régime de la déclaration (l'installation est soumise à déclaration préalable à la DREAL) lorsque l'installation éolienne comprend uniquement des aérogénérateurs d'une hauteur comprise entre 12 et 50 mètres et pour une puissance installée inférieure à 20 MW.

En fonction de leur localisation et de leurs caractéristiques, dès lors que les projets photovoltaïques et/ou éoliens ne relèvent pas de la procédure d'autorisation environnementale unique, leur réalisation peut, le cas échéant, être soumise à l'obtention d'autres autorisations ou à l'accomplissement d'autres formalités, telles que notamment des autorisations de défrichement prévues par les articles L. 341-1 et R. 341-1 et suivants du nouveau Code forestier, le respect de mesures de détection, de conservation et de sauvegarde des éléments du patrimoine architectural qui seraient prescrites par le préfet de région en application des articles R. 523-1 et suivants du Code du patrimoine (notamment pour les projets situés dans les zones d'archéologie préventive), le dépôt d'un dossier de déclaration ou l'obtention d'une autorisation pour les travaux qui relèveraient de la « Nomenclature Eau » définie par l'article R. 214-1 du Code de l'environnement, la préparation d'une étude agricole conformément aux dispositions du Code rural et de la pêche maritime ou encore l'obtention de dérogations auprès du Conseil National de Protection de la Nature aux obligations de conservation de sites d'intérêt géologique, d'habitats naturels, d'espèces animales ou végétales et de leurs habitats, dans le cadre des articles L. 411-1 et suivants du Code de l'environnement.

Les autorisations d'exploiter au titre du droit de l'électricité

Avant la mise en service d'une installation, le Groupe doit obtenir une autorisation préalable délivrée par le ministre chargé de l'énergie qui tient compte, entre autres, de la sécurité des réseaux publics d'électricité, de l'efficacité énergétique de l'installation ou encore des capacités techniques, économiques et financières du Groupe. Cette autorisation n'est requise que pour les projets photovoltaïques et éoliens du Groupe dont la puissance installée dépasse le seuil de 50 MW. En pratique, cette autorisation peut être délivrée aux lauréats d'un appel d'offres, concomitamment à l'obtention de celui-ci.

Le raccordement de l'installation de production au réseau public d'électricité

Avant de procéder à la distribution d'électricité, le Groupe doit obtenir le raccordement de cette installation aux réseaux publics de distribution ou, dans une moindre mesure, de transport d'électricité.

Pour ce faire, la société de projet dépose une demande de raccordement auprès du gestionnaire de réseau (en France, le plus souvent Enedis, qui gère le réseau public de distribution) qui est tenu de communiquer une proposition technique et financière de raccordement (« PTF ») dans un délai de trois mois suivant la réception par le gestionnaire de réseau d'une demande complète de raccordement et que la société de projet doit renvoyer signée dans les trois mois suivant sa réception. Trois contrats sont alors conclus entre la société de projet et le gestionnaire de réseau : (i) une convention de raccordement définissant les conditions techniques et financières de raccordement au réseau, élaborée dans les neuf mois suivant l'envoi de la PTF au gestionnaire de réseau, et dont la signature lance les travaux de raccordement (ii) une convention d'exploitation définissant les règles d'exploitation de l'installation telles que les limites de propriété et de responsabilité et (iii) un contrat d'accès définissant les conditions d'accès au réseau telles que la qualité de l'énergie injectée sur le réseau. Le raccordement effectif au réseau doit intervenir dans un délai maximum de dix-huit mois à compter de la réception par le gestionnaire du réseau de la convention de raccordement signée par la société de projet.

Les coûts des ouvrages propres destinés à assurer le raccordement des installations du Groupe à un poste source sont intégralement à la charge du Groupe. Lorsque des travaux sont effectués sur les postes sources ou le réseau de distribution, une partie des coûts est supportée par le Groupe à hauteur de sa quote-part, telle que définie dans chaque S3REnR au niveau régional. Par ailleurs, le Groupe bénéficie, pour certains de ses projets, du dispositif de réfaction tarifaire applicable aux coûts de raccordement des installations de production d'énergie renouvelable d'une puissance installée égale ou inférieure à 5 MW, pouvant aller jusqu'à 40% des coûts de raccordement, au prorata de la puissance de l'installation.

La construction et la mise en service des installations

Une fois les permis obtenus, le projet peut entrer en phase de construction. Comme indiqué en Section 6.5.1.4 « *Approvisionnement et construction* » du présent document de base, le Groupe confie cette tâche à ses entreprises partenaires. Néanmoins, il est indirectement impacté par certaines règles liées à la construction des installations qu'il exploite. Ainsi, en matière d'éoliennes, le site doit disposer en permanence d'une voie d'accès carrossable au moins pour permettre l'intervention des services d'incendie et de secours. Cet accès doit être entretenu. Les abords de l'installation doivent être maintenus en bon état de propreté par le Groupe.

Avant la mise en service industrielle d'une éolienne, le Groupe est tenu de réaliser des essais permettant de s'assurer du fonctionnement correct de l'ensemble des équipements. Ces essais comprennent un arrêt, un arrêt d'urgence et un arrêt depuis un régime de survitesse ou une simulation de ce régime. Par ailleurs, trois mois, puis un an après la mise en service industrielle de l'installation, puis suivant une périodicité qui ne peut excéder trois ans, le Groupe procède à un contrôle de l'aérogénérateur consistant en un contrôle des brides de fixations, des brides de mât, de la fixation des pales et un contrôle visuel du mât. Il procède ensuite, au moins tous les ans à un contrôle des systèmes instrumentés de sécurité. Ces contrôles font l'objet d'un rapport tenu à la disposition de l'inspection des ICPE. Le fonctionnement de l'installation doit être assuré par un personnel compétent disposant d'une formation portant sur les risques présentés par l'installation, ainsi que sur les moyens mis en œuvre pour les éviter.

Le démantèlement et le recyclage des installations en fin d'exploitation

Même si le parc d'actifs solaires et éoliens du Groupe est relativement jeune, le Groupe est tenu de respecter certaines règles relatives aux installations photovoltaïques et éoliennes en fin de vie.

S'agissant des installations photovoltaïques, les sociétés de projets sont en charge du démantèlement des installations tandis que les fabricants de panneaux solaires, ou tout délégataire désigné à cet effet, sont tenus de respecter les obligations applicables en matière de collecte des panneaux solaires. En France, les tâches de collecte, stockage, transport, traitement et recyclage des panneaux solaires sont déléguées à PV Cycle, association de gestion des panneaux solaires usagés à laquelle le Groupe adhère. Pour les installations photovoltaïques, il n'existe pas de cadre législatif ou réglementaire qui impose la constitution de garanties financières en vue du démantèlement ou de la remise en état. Cependant, de telles garanties peuvent être exigées par les autorités dans le cadre de procédures d'appels d'offres spécifiques, ce qui a notamment été le cas pour les appels d'offres « CRE 1 » et « CRE 2 », auxquelles le Groupe a participé, à hauteur de 30.000 et 50.000 euros par MW, respectivement et pour lesquelles le Groupe a constitué des garanties bancaires.

S'agissant des installations éoliennes, c'est sur l'exploitant de l'installation (la société de projet) ou, en cas de défaillance de celui-ci, la société mère (la Société) que pèse la responsabilité du démantèlement de l'installation et de la remise en état du site et ce dès qu'il est mis fin à l'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité. À cette fin, le Groupe doit constituer des garanties financières, à hauteur de 50.000 euros par éolienne, dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants, visant à couvrir, en cas de défaillance de l'exploitant lors de la remise en état du site le démantèlement des installations de production, l'excavation d'une partie des fondations, la remise en état des terrains sauf si leur propriétaire souhaite leur maintien en l'état et la valorisation ou l'élimination des déchets de démolition ou de démantèlement dans les filières dûment autorisées à cet effet. Ces garanties peuvent être appelées en

paiement par le préfet soit en cas de non-exécution par l'exploitant des opérations précitées, soit en cas d'ouverture ou de prononcé d'une procédure de liquidation judiciaire à l'égard de l'exploitant, soit en cas de disparition de l'exploitant personne morale par suite de sa liquidation amiable. À la date du présent document de base, de telles garanties ont été constituées par le Groupe par la mise en place de polices d'assurance auprès de prestataires de premier plan (notamment Euler Hermes et Zurich Insurance).

6.6.2.3 Les règles de vente et de tarification de l'électricité produite par le Groupe

À l'origine caractérisées par des mesures fortes d'incitation à la production et la vente d'énergie verte, telles que les obligations d'achat à des tarifs d'achat obligatoire, les règles de tarification de l'électricité d'origine renouvelable ont rapidement évolué vers des mécanismes de procédures publiques de mises en concurrence, sous l'impulsion du droit de l'Union européenne. La libéralisation des tarifs de vente de l'électricité aux acteurs privés ouvre également de nouvelles perspectives au Groupe, notamment la vente directe d'énergie sur le marché de l'électricité (au *spot*) ou à des consommateurs professionnels non étatiques, telles que des usines ou des entreprises commerciales. La proposition d'instauration d'un prix plancher carbone constitue également une mesure favorable au développement des énergies renouvelables sur le territoire. Destiné à relever le prix de la tonne de CO₂ au niveau européen afin d'atteindre les objectifs fixés en matière de réduction des gaz à effet de serre, cette initiative devrait pénaliser les centrales à charbon dont les émissions sont très élevées et favoriser le développement de projets d'origine renouvelable.

L'obligation d'achat et les tarifs d'achat obligatoire

À la date du présent document de base, certains projets photovoltaïques et éoliens, encore en exploitation par le Groupe, ont bénéficié du dispositif d'obligation d'achat « à guichet ouvert » prévu à l'article L. 314-1 du Code de l'énergie. Ce texte impose à Électricité de France (« EDF ») et aux entreprises locales de distribution (les distributeurs non nationalisés) pour les installations raccordées dans leur zone de desserte, de conclure avec les producteurs qui en font la demande un contrat d'achat de l'électricité produite par les installations de production qui utilisent des énergies renouvelables, à un tarif d'achat fixé par arrêté ministériel.

Pour bénéficier de ce régime, le Groupe devait en particulier obtenir un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat délivré par la DREAL.

En matière photovoltaïque, les installations du Groupe devaient également s'inscrire dans une certaine limite de puissance installée fixée au maximum à 12 MW par site de production. Les sites situés à proximité l'un de l'autre et exploités par la même personne, y compris par les entités qu'elle contrôle directement ou indirectement au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce, étaient considérés comme une seule et même installation pour l'appréciation de cette limite de 12 MW. Par exception, deux sites étaient considérés comme des sites distincts, et donc soumis à deux limites distinctes de 12 MW, soit lorsque les machines électrogènes de ces sites étaient séparées par une distance d'au moins 500 mètres, soit lorsqu'ils étaient exploités par des entités différentes qui n'étaient pas liées par un pouvoir de contrôle au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce. Ces dispositions ont eu un impact significatif sur la structuration de certains parcs solaires aujourd'hui exploités par le Groupe et notamment le parc solaire de Cestas qui est composé de 25 centrales d'une puissance de 12 MW chacune (soit un total de 300 MW) 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%. Le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.5.1.1.3. « *Détention des actifs* » du présent document de base.

À l'origine soutenus par une politique publique favorable au développement du secteur photovoltaïque en France, les tarifs d'achat obligatoire ont connu une baisse significative notamment à compter de l'arrêté du 4 mars 2011 dont les dispositions ont durablement influencé le marché de l'énergie solaire français à partir de 2012. Cet arrêté tarifaire a notamment créé le tarif dit « T5 » pour les installations importantes telles que les installations sur bâtiment de puissance crête supérieure à 100 kW ou les centrales au sol de grande puissance, du type de celles développées par le Groupe. Initialement fixé à un niveau affectant négativement la rentabilité des projets solaires, puis diminué de 20% en janvier 2013, pour les installations

ayant fait leur demande complète de raccordement à partir du 1^{er} octobre 2012, avec des baisses trimestrielles automatiques programmées après cette date, le tarif T5 s'est révélé profitable pour les projets bénéficiant d'une forte irradiation, en raison notamment de la baisse des prix des panneaux solaires ainsi que des différents composants du système (onduleurs, convertisseurs etc.). Le tarif T5 a été supprimé par le décret du 28 avril 2017. Néanmoins, à la date du présent document de base, le projet Cestas du Groupe bénéficie encore du tarif T5 en application d'un contrat d'achat d'une durée résiduelle de 17 ans et le projet Antugnac, en développement par le Groupe a sécurisé l'obtention du tarif T5. Le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.5.1.6.2. « *Tarifs d'achat obligatoire* » du présent document de base.

S'agissant du secteur éolien, l'obligation d'achat bénéficiait, jusqu'au décret du 28 avril 2017, à toutes les installations éoliennes terrestres, au tarif prévu par l'arrêté tarifaire du 17 juin 2014 (tarif « TK »). À la date du présent document de base, toutes les installations éoliennes du Groupe en exploitation (« *in operation* ») en France bénéficient encore du tarif TK en application de contrats d'achat d'une durée résiduelle comprise entre 14 et 15 ans. Pour une présentation détaillée des installations concernées, se référer à la Section 6.5.2.2.3 « *Installations éoliennes en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)* » du présent document de base.

Désormais, cette obligation d'achat étant réservée aux installations photovoltaïques de petite envergure (puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kW) et à certaines installations éoliennes spécifiques, le Groupe n'en bénéficiera plus pour ses futurs projets.

La conformité des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables à l'encadrement des aides d'État par l'Union européenne

Ayant bénéficié par le passé du mécanisme de l'obligation d'achat et des tarifs d'achat obligatoire décrits plus haut, le Groupe a pu être impacté par la réglementation de l'Union européenne encadrant les aides d'États, définies par l'article 107 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (le « TFUE »).

Ainsi, concernant le secteur de l'énergie éolienne, la Cour de justice de l'Union européenne (« CJUE ») a considéré, par une décision du 19 décembre 2013, dans le cadre de l'affaire dite « Vent de Colère », que les arrêtés tarifaires de 2008, étaient qualifiables d'aides d'État au sens de l'article 107 du TFUE et, à ce titre auraient dû être notifiés à la Commission européenne préalablement à leur mise en œuvre, aux fins d'autorisation sur le fondement de l'article 108 du TFUE. Par la suite, les deux arrêtés tarifaires ont été déclarés compatibles avec le droit de l'Union européenne par une décision de la Commission européenne du 27 mars 2014. Sur le fondement de cette décision du 19 décembre 2013, le Conseil d'État a, par un arrêt du 28 mai 2014, annulé les arrêtés tarifaires de 2008, et décidé par un arrêt du 15 avril 2016, que les intérêts des aides accordées en application des arrêtés tarifaires précités devaient être récupérés par l'État, sous astreinte de 10.000 euros par jour de retard à compter de l'expiration du délai de six mois suivant la notification de l'arrêté. À la date du présent document de base, le Groupe a restitué à l'État, sous la forme de titres de recettes, une somme correspondant aux intérêts qu'aurait produit le surplus de rémunération que le Groupe a touché de la part de l'État pour ses projets Auxois Sud et La Montagne, s'il avait emprunté cette somme aux taux de marché alors en vigueur, soit une somme d'environ 115.000 euros.

Le secteur photovoltaïque a également été impacté par les règles relatives aux aides d'État. Par une ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE, saisie sur renvoi préjudiciel de la Cour d'appel de Versailles, a considéré que le mécanisme d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque à un prix supérieur à celui du marché et dont le financement est supporté par les consommateurs finals d'électricité devait être considéré comme une intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État, caractérisant ainsi la première condition des aides d'État, à charge pour les juridictions françaises de démontrer que les trois autres conditions de l'article 107 du TFUE sont remplies. Si la décision concernait les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010, l'application de cette décision à l'arrêté tarifaire du 4 mars 2011, qui n'a pas fait l'objet d'une notification et dont le Groupe bénéficie encore à ce jour pour certains de ses projets, n'est pas à exclure et pourrait entraîner des obligations de restitution à la charge du Groupe.

Pour la période à venir (2018-2020), les lignes directrices 2014/C200/1 de la Commission du 9 avril 2014 concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie prévoient une série d'aides autorisées, compatibles avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, 3, c) du TFUE. Parmi ces aides figurent notamment les aides provenant des États membres en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, les aides en faveur des mesures d'efficacité énergétique, les aides en faveur de l'adéquation des capacités de production ou encore les aides sous forme de réduction des contributions servant à financer le soutien à l'électricité produite à partir de sources renouvelables.

En application de ces lignes directrices, et depuis le 1^{er} janvier 2017, les États membres doivent octroyer les aides à l'issue de procédures de mise en concurrence fondées sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires, ce qui est le cas s'agissant des procédures auxquelles le Groupe participe en France et décrites plus bas, ou sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité ce qui correspond au mécanisme du complément de rémunération dont le Groupe bénéficie encore pour ses projets éoliens.

L'instauration d'un complément de rémunération par la Loi de Transition Énergétique

Sous l'impulsion du droit de l'Union européenne, la Loi de Transition Énergétique a créé un nouveau dispositif de soutien aux énergies renouvelables « à guichet ouvert », fondé sur la possibilité de vendre directement sur le marché de gros (notamment aux fournisseurs et négociants) l'électricité produite par certaines installations tout en bénéficiant du versement d'une prime, appelée « complément de rémunération », auprès d'EDF. Ce nouveau dispositif est destiné à pallier les effets négatifs de l'obligation d'achat, et notamment la production d'énergie renouvelable à des rythmes déconnectés des besoins réels du marché.

Si, à la date du présent document de base, le secteur photovoltaïque ne peut légalement bénéficier du complément de rémunération, le secteur éolien est en revanche compris dans la liste des énergies renouvelables éligibles.

Les conditions du complément de rémunération applicable aux installations éoliennes ont fait l'objet de deux arrêtés tarifaires du 13 décembre 2016 et du 6 mai 2017, dont le Groupe a bénéficié.

L'arrêté du 13 décembre 2016 s'applique aux installations éoliennes pour lesquelles une demande complète de contrat de complément de rémunération (« DCCR ») a été déposée avant le 31 décembre 2016. Les contrats de complément de rémunération au titre de cet arrêté sont conclus avec EDF pour une durée de quinze ans. À la date du présent document de base, les projets en exploitation Pays-Chaumontais et prochainement Chassepain sont soumis aux dispositions de cet arrêté, ainsi que la quasi-totalité des projets du Groupe en développement (dont notamment Auxois Sud II, Courcome, Hauts Chemins, Le Mont de Malan, La Garenne etc.).

L'arrêté du 6 mai 2017 s'applique aux installations éoliennes pour lesquelles une DCCR a été déposée à partir du 1^{er} janvier 2017 ainsi qu'aux installations soumises au régime de l'arrêté du 13 décembre 2016 pour lesquelles le producteur a renoncé à ses DCCR initiales et demandé à bénéficier de l'arrêté de 2017. Le Groupe a demandé à passer de l'arrêté de 2016 à l'arrêté de 2017 pour son projet Chemin Vert, ce qui a été accepté par EDF.

Par ailleurs, ne peuvent bénéficier de l'arrêté du 6 mai 2017 que les installations éoliennes :

- ne possédant aucun aérogénérateur de puissance nominale supérieure à 3 MW ;
- s'inscrivant dans une limite totale de six aérogénérateurs ; et
- respectant, au moment de la DCCR, une distance minimale de 1.500 mètres avec toute autre installation ou projet d'installation éolienne dont la DCCR a été déposée dans les deux ans qui précèdent la date de dépôt de la DCCR de l'installation concernée. Une dérogation à cette dernière

règle peut être accordée par le ministre chargé de l'énergie si le producteur à l'origine de la DCCR démontre que les sociétés qui portent les projets d'installations sont totalement indépendantes l'une vis-à-vis de l'autre.

Les contrats de complément de rémunération au titre de cet arrêté sont conclus avec EDF pour une durée de vingt ans. À la date du présent document de base, seul le projet Chemin Vert bénéficie des conditions de l'arrêté du 6 mai 2017.

Chacun des arrêtés de 2016 et 2017 prévoit que pour bénéficier du complément de rémunération, le Groupe doit adresser une DCCR à EDF, précisant :

- les informations relatives à la société qui porte le projet, notamment sa dénomination, sa forme juridique, son numéro SIREN, son code NACE, son siège social ainsi que la qualité du signataire de la demande, et lorsque le dossier est déposé par un mandataire, la preuve d'un mandat exprès autorisant le mandataire à agir au nom et pour le compte de la société ;
- les caractéristiques principales de l'installation, notamment sa localisation et sa puissance installée (définie comme la somme des puissances unitaires nominales des machines électrogènes de l'installation susceptibles de fonctionner simultanément), le nombre et le type de générateurs (et, pour l'arrêté de 2017, le diamètre de chaque rotor), la puissance active maximale de fourniture (puissance maximale produite par l'installation et délivrée sur le réseau) et, le cas échéant, la puissance active maximale d'autoconsommation (puissance maximale produite par l'installation et consommée par le Groupe pour ses besoins propres), le point et la tension de livraison, les communes d'implantation (et, pour l'arrêté de 2017, les coordonnées géodésiques) de chaque éolienne ainsi qu'une attestation sur l'honneur que la DCCR est effectuée avant le début des travaux des installations. Pour bénéficier des conditions de l'arrêté de 2017, la DCCR doit également être accompagnée de l'arrêté d'autorisation environnementale unique ci-dessus exposée (se référer au paragraphe « *Les autorisations environnementales* » ci-dessus).

Le contrat de complément de rémunération fonctionne toujours 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 Groupe vend l'électricité sur le marché (via un agrégateur, tel que décrit plus bas au paragraphe « *La vente d'électricité sur les marchés* »). Le lecteur est invité à se reporter à la Section 6.5.1.6.1 « *Contrats de vente d'électricité* » du présent document de base.

Les procédures de mise en concurrence

Les procédures de mise en concurrence, initiées par le ministre chargé de l'énergie et généralement mises en œuvre par la Commission de régulation de l'énergie (la « CRE »), portent sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable, à l'issue desquelles les candidats sont invités à formuler une offre de fourniture d'électricité à un prix compétitif généralement exprimé en €/MWh. Ces procédures sont utilisées lorsque les capacités de production existantes ne répondent pas aux objectifs de la PPE (pour un aperçu de ces objectifs, se référer à la Section 6.6.2.1 « *Les objectifs et planifications en matière d'énergie renouvelable* » du présent document de base) et ont connu leur essor sous l'impulsion du droit de l'Union européenne.

Les procédures de mise en concurrence sont de deux ordres : il peut s'agir soit d'une procédure d'appel d'offres, par laquelle le ministre chargé de l'énergie choisit l'offre économiquement la plus avantageuse sans négociation sur la base de critères objectifs préalablement portés à la connaissance des candidats, soit, dans une moindre mesure, d'une procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel, par laquelle le ministre chargé de l'énergie dialogue avec les candidats admis à participer à la procédure en vue de définir ou développer les solutions de nature à répondre à ses besoins et sur la base desquelles ces candidats sont invités à remettre une offre.

Quel que soit leur forme, les procédures de mise en concurrence sont généralement conduites de manière transparente et égalitaire entre les candidats. Pour désigner le ou les candidats retenus, l'autorité administrative se fonde sur le critère du prix, dont la pondération représente plus de la moitié de celle de l'ensemble des critères, ainsi que, le cas échéant, sur d'autres critères objectifs, non discriminatoires et liés à l'objet de la procédure de mise en concurrence, tels que la qualité de l'offre, y compris la valeur technique, les performances en matière de protection de l'environnement, l'efficacité énergétique et le caractère innovant du projet, la rentabilité du projet, la sécurité d'approvisionnement, dans une mesure limitée, la part du capital détenue par les habitants résidant à proximité du projet ou par les collectivités territoriales ou leurs groupements sur le territoire ou à proximité du territoire desquels le projet doit être implanté par les sociétés porteuses du projet ainsi que la part du capital proposée à ces habitants, collectivités ou groupements.

À l'issue de la procédure, les candidats retenus désignés par l'autorité administrative bénéficient, selon les modalités prévues par les règles de procédure :

- soit d'un contrat offrant un complément de rémunération à l'électricité produite, auquel cas EDF est tenue de conclure, dans les conditions fixées par les règles de procédure, un contrat offrant un complément de rémunération à l'électricité produite avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de la procédure de mise en concurrence (formule retenue pour les appels d'offres CRE 4) ;
- soit, dans une moindre mesure, d'un contrat d'achat pour l'électricité produite, auquel cas EDF, d'une part, et, si les installations de production sont raccordées aux réseaux de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture, d'autre part, sont tenues de conclure, dans les conditions fixées par les règles de procédure, un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de la procédure de mise en concurrence (formule retenue pour les appels d'offres CRE 1, CRE 2 et CRE 3).

En 2018, le prix de l'électricité dans le cadre de ces procédures de mises en concurrence est tombé à environ 65€ / MWh. Pour les projets solaires, des enchères sur la période 2017-2019 portent sur un total de 3,9 GW de capacité. Les prix des enchères solaires sont tombés à environ 55€ / MWh en 2017.

Les appels d'offres « CRE 4 »

À compter de novembre 2011, le gouvernement a multiplié les procédures de mises en concurrence afin d'atteindre des objectifs de capacité installée. La dernière procédure de ce type a pris la forme d'une série d'appels d'offres, auxquels le Groupe a participé et participera à l'avenir, lancée par la CRE à partir de 2016 et portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques (centrales au sol) de puissance comprise entre 500 kWc et 30 MWc (appels d'offres « CRE 4 »). En parallèle, la CRE continue également de lancer des appels d'offres dans le secteur éolien terrestre, auxquels le Groupe envisage de participer à l'avenir.

Les appels d'offres CRE 4 concernent trois familles d'installations solaires :

- une première famille composée d'installations photovoltaïques au sol de puissance strictement supérieure à 5 MWc et inférieure ou égale à 30 MWc ;
- une deuxième famille composée d'installations photovoltaïques (ou autres installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire) au sol de puissance strictement supérieure à 500 kWc et inférieure ou égale à 5 MWc ;
- une troisième famille, moins stratégique pour le Groupe, composée d'installations photovoltaïques sur ombrières de parking de puissance strictement supérieure à 500 kWc et inférieure ou égale à 10 MWc.

Les appels d'offres CRE 4 sont étalés dans le temps en plusieurs tranches comme indiqué dans le tableau suivant :

	Période de dépôt des offres		Puissance cumulée appelée (MWc)			Puissance cumulée attribuée (MWc)		
	Du :	Au ⁽¹⁾ :	Famille 1	Famille 2	Famille 3	Famille 1	Famille 2	Famille 3
1 ^{ère} période	9 janvier 2017	3 février 2017	300	135	65	308	145	82
2 ^{ème} période	9 mai 2017	1 ^{er} juin 2017	300	135	65	300,4	135,4	72
3 ^{ème} période	8 novembre 2017	1 ^{er} décembre 2017	300	135	65	305,9	136,3	65,5
4 ^{ème} période	9 mai 2018	1 ^{er} juin 2018	450	200	70	453,5	203,5	70,9
5 ^{ème} période	8 novembre 2018	3 décembre 2018	550	230	70	-	-	-
6 ^{ème} période	9 mai 2019	3 juin 2019	550	230	70	-	-	-

⁽¹⁾ Date limite de dépôt des offres.

S'agissant de la première tranche, sur les 535 MW attribués, le Groupe est arrivé en tête avec dix projets, représentant 86,4 MW, retenus, soit plus de 16% de la capacité totale allouée. S'agissant de la deuxième tranche, sur les 508 MW attribués, 28,4 MW ont été alloués au Groupe, soit plus de 5,5% de la capacité totale allouée. Le Groupe n'a remporté aucun projet dans le cadre de la 3^{ème} tranche des appels d'offres CRE 4. S'agissant de la quatrième tranche, sur les 727,9 MW attribués, 15 MW ont été alloués au Groupe, soit environ 2% de la capacité totale allouée

Pour chaque tranche, les dossiers déposés à la CRE se voient attribuer une note sur 100 points, sur la base des informations extraites des formulaires de candidature, selon :

- cinq critères de notation pour les familles 1 et 2, lors de la tranche 1 : le prix (65 points), l'impact carbone (18 points), la pertinence environnementale (notamment applicable aux terrains dégradés) (9 points), le non-défrichement (4 points) et la détention d'autorisation d'urbanisme (4 points) ;
- trois critères de notation pour les familles 1 et 2, lors des tranches 2 et suivantes : le prix (70 points), l'impact carbone (21 points), la pertinence environnementale (notamment applicable aux terrains dégradés) (9 points) ; et
- deux critères de notation pour la famille 3 valables pour toutes les tranches de l'appel d'offres : le prix (70 points) et l'impact carbone (30 points).

Les dossiers les mieux notés permettant d'atteindre la puissance appelée sont ensuite ouverts puis examinés. Seuls les dossiers complets (comprenant notamment le permis de construire et le certificat d'éligibilité du terrain d'implantation) sont désignés lauréats de l'appel d'offre. Une fois sélectionnés, les lauréats sont tenus de constituer une garantie financière d'engagement à hauteur de 50.000 euros par MWc et s'engagent à ce que l'achèvement des projets intervienne dans un délai de 24 mois à compter de la date de désignation.

Les lauréats des appels d'offres CRE 4 doivent ensuite adresser à EDF une demande de contrat de complément de rémunération. Ce contrat est conclu, pour une durée de vingt ans, dans les six mois qui suivent la demande qui en est faite par le lauréat.

Le contrat de complément de rémunération fonctionne toujours selon un modèle de « contrat pour différence ». Le complément de rémunération peut être calculé selon la formule suivante :

$$\text{Complément de rémunération} = (T - M_{0i}) \times E_i$$

Où :

« T » représente le prix de référence de l'électricité en €/MWh tel que déterminé par le candidat lors de la remise de son offre. Ce prix est indexé annuellement sur toute la durée du contrat en fonction du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques et de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français.

« M_{0i} » représente le prix de marché de référence en €/MWh sur le mois i , défini comme la moyenne sur le mois civil des prix à cours comptant positifs et nuls pour livraison le lendemain constatés sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, pondérée au pas horaire, par la production de l'ensemble des installations photovoltaïques de puissance supérieure à 250 kWc situées sur le territoire métropolitain continental.

« E_i » représente la production nette d'électricité durant le mois i .

En outre, une majoration du tarif « T » peut être obtenue si le candidat s'engage (i) à ce qu'une part du financement du projet (40% pour les trois premières tranches de l'appel d'offres puis 10% à partir de la quatrième tranche de l'appel d'offres) soit apportée, distinctement ou conjointement par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales ou des groupements de collectivités ou (ii) à être, au jour de la réalisation du projet, une forme sociale parmi la liste établie par le cahier des charges de chaque tranche (en ce compris, notamment, une société par actions dont au moins 40% du capital est détenu, distinctement ou conjointement par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités, etc.). Ces règles de primes au financement et à l'investissement participatifs ont conduit le Groupe à conclure un partenariat avec Wised, plateforme de financement participatif de premier plan.

Le complément de rémunération est versé mensuellement par EDF. Dans les quatre semaines suivant la fin de chaque mois, la CRE détermine et publie le prix de référence M_{0i} et le Groupe calcule et facture à EDF la prime correspondante.

Les tarifs règlementés de vente d'électricité aux entreprises privées

L'amélioration de la compétitivité des énergies renouvelables ainsi que la libéralisation des tarifs de vente de l'électricité, par la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, ouvre de nouvelles perspectives au Groupe qui peut désormais se tourner vers la vente directe d'électricité aux acteurs privés, tels que des usines ou des entreprises industrielles et commerciales, tel que décrit en Section 6.5.1.6.1 « *Contrats de vente d'électricité* » du présent document de base.

Depuis le 1^{er} janvier 2016, les anciens tarifs « vert » et « jaune », respectivement applicables aux consommateurs raccordés en haute tension ou aux consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite était strictement supérieure à 36 kilovoltampères, ont disparu. N'a subsisté que le tarif « bleu » qui concerne des consommateurs de détail, non visés par le Groupe, raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est strictement inférieure à 36 kilovoltampères.

La vente d'électricité sur les marchés

Lorsque le Groupe souhaite vendre l'électricité au *spot* (notamment durant la période entre la mise en service d'une installation et l'entrée en application d'un contrat d'achat d'électricité ou lorsqu'il bénéficie d'un contrat pour différence au titre d'un complément de rémunération), il a recours aux services d'un agrégateur (en l'occurrence le groupe Uniper), qui est chargé de la vente de l'électricité sur le marché pour le compte du Groupe. Les risques en matière de prix et de volumes portés initialement par le Groupe sont alors transférés à l'agrégateur qui garantit au Groupe la vente de l'électricité sur le marché au prix M_{0i} (prix de marché de référence pour une installation donnée).

À la date du présent document de base, le contrat conclu par le Groupe avec Uniper est un contrat de trois ans renouvelables.

6.6.2.4 La réglementation fiscale française applicable

La présente section a pour objet de présenter de manière synthétique certains aspects de la réglementation fiscale française applicable au secteur de l'énergie en général, et plus précisément à la construction d'installations de production d'énergie ou l'utilisation des réseaux électriques. Elle n'a en aucune façon vocation à fournir une analyse exhaustive du régime fiscal français, ni des régimes fiscaux incitatifs susceptibles de s'appliquer au Groupe.

Contribution économique territoriale

La production et la vente d'électricité est assujettie à la contribution économique territoriale (« CET »). Celle-ci est composée d'une cotisation foncière des entreprises et d'une cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises.

La cotisation foncière des entreprises

L'activité de production et de vente d'électricité est assujettie à la cotisation foncière des entreprises (« CFE ») en application de l'article 1447 du Code général des impôts (« CGI »). Le Groupe est donc redevable de la CFE dans la conduite de ses activités en France.

Le taux de la CFE est déterminé par délibération de la commune sur le territoire duquel l'entreprise dispose de biens imposables. La CFE est assise sur la valeur locative des biens immobiliers passibles d'une taxe foncière et utilisés par l'entreprise pour les besoins de son activité au cours de la période de référence correspondant à l'année N-2 pour une imposition au titre de l'année N (par exemple, pour la cotisation due en 2018, sont pris en compte les biens utilisés en 2016).

En l'espèce, les établissements produisant de l'énergie électrique (d'origine éolienne ou solaire) sont imposés à la CFE au titre de l'année de leur raccordement au réseau d'après la valeur locative des biens au titre de cette année-là, corrigée en fonction de la période d'activité. Pour les deux années suivant celle du raccordement au réseau, les bases sont calculées d'après les immobilisations dont ils ont disposé au 31 décembre de la première année d'activité.

Cependant, les immobilisations destinées à la production d'électricité d'origine photovoltaïque sont exclues de la base d'imposition à la CFE lorsqu'elles sont exonérées de la taxe foncière sur les propriétés bâties conformément au 12° de l'article 1382 du CGI. L'exonération de la base d'imposition à la CFE ne concerne que les seuls panneaux photovoltaïques, à l'exclusion des autres biens passibles de taxe foncière (socles en béton, terrains et immeubles).

La doctrine administrative (BOI-IF-TFB-10-10-20-20120912 n°100) a également précisé que les mats de soutien des éoliennes (à l'exclusion des socles en béton) sont exonérés de la taxe foncière sur le fondement de l'article 1382- 11° du CGI, dès lors que l'éolienne constitue un moyen d'exploitation d'un établissement industriel, et par conséquent sont exclus de la base d'imposition de la CFE. Quant aux parties mécaniques (pales) et électriques des éoliennes, il est précisé qu'elles sont, en raison de leurs caractéristiques physiques, situées hors du champ d'application de la taxe foncière et par conséquent de la CFE.

La cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises

La cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (« CVAE ») s'applique aux personnes morales qui exercent en France une activité située dans le champ d'application de la CFE et dont le chiffre d'affaires hors taxes excède 152.500 euros. Comme pour la CFE, le Groupe est imposable à la CVAE.

Les entreprises doivent déclarer le montant de la valeur ajoutée produite au cours de la période de référence dès lors que leur chiffre d'affaires hors taxes réalisé au cours de cette période est supérieur à 152.000 euros.

Le taux de la CVAE est progressif en fonction du chiffre d'affaires de l'entreprise concernée. Toutefois, le chiffre d'affaires à retenir pour déterminer le taux applicable peut être calculé sur une base consolidée. Cette mesure s'applique aux sociétés remplissant les conditions pour être membres d'un groupe fiscalement intégré au sens de l'article 223 A du CGI et dont le chiffre d'affaires consolidé est supérieur ou égal à 7.630.000 euros.

En pratique, une cotisation ne sera effectivement due que par les entreprises ou les groupes réalisant un chiffre d'affaires individuel ou consolidé de plus de 500.000 euros hors taxes.

Pour les besoins de la CVAE, la période de référence s'entend de l'année d'imposition ou du dernier exercice de douze mois clos au cours de l'année d'imposition lorsque cet exercice ne coïncide pas avec l'année civile.

L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux

La loi de finance pour 2010 a institué, à compter de l'année 2010, une imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (« IFER ») qui s'applique notamment aux centrales de production d'énergie électrique d'origine photovoltaïque et aux éoliennes terrestres dont la puissance électrique installée est supérieure ou égale à 100 kW. Les centrales photovoltaïques et éoliennes du Groupe sont donc concernées par cet impôt.

L'IFER est due chaque année par l'exploitant au 1^{er} janvier de l'année d'imposition et à compter de l'année qui suit celle au cours de laquelle intervient le premier couplage au réseau électrique. Le montant de l'imposition forfaitaire (auquel s'ajoute des frais de gestion) est actuellement de 7,47 euros par kW de puissance électrique installée s'agissant des centrales photovoltaïques et éoliennes.

Taxe d'aménagement

La loi de finances rectificative pour 2010 a créé la taxe d'aménagement qui remplace certaines taxes et participations d'urbanisme à compter du 1^{er} mars 2012. La taxe est applicable à toutes les opérations d'aménagement, de construction, de reconstruction et d'agrandissement de bâtiments, d'installations ou d'aménagement de toute nature soumises à un régime d'autorisation en vertu du Code de l'urbanisme.

Le fait générateur de la taxe est, selon les cas :

- la date de délivrance de l'autorisation de construire ou d'aménager,
- la date de délivrance du permis modificatif,
- la date de la naissance d'une autorisation tacite de construire ou d'aménager,
- la date de la décision de non-opposition à une déclaration préalable ou, en cas de construction sans autorisation ou en infraction aux obligations résultant de l'autorisation de construire ou d'aménager, celle du procès-verbal constatant la ou les infractions.

Les constructions de parcs solaires ou éoliens par le Groupe entrent dans le champ de la taxe d'aménagement. L'assiette de la taxe a été fixée de manière forfaitaire pour les panneaux photovoltaïques destinés à la production d'électricité à 10 euros par m² de surface de panneau et, pour les éoliennes de plus de douze mètres, à 3.000 euros par éolienne. Le taux de la taxe est voté par les collectivités locales qui en sont bénéficiaires (communes, départements, région Ile de France) et ne peut, actuellement, excéder 8,5% ou 23,5% dans certains secteurs géographiques). La taxe d'aménagement est réputée constituer un élément du prix de revient des ensembles immobiliers construits. Dès lors, elle n'est pas immédiatement déductible des bénéfices imposables mais peut faire l'objet d'amortissements.

Taxe foncière

Les immobilisations destinées à la production d'électricité d'origine photovoltaïque sont exonérées de la taxe foncière sur les propriétés bâties conformément au 12° de l'article 1382 du CGI (à l'exclusion des socles en béton, terrains et immeubles).

Les bâtiments techniques, sont imposables au titre de la taxe foncière car ils ont le caractère de « véritables constructions » fixées au sol à perpétuelle demeure (articles 1380 et 1381,1° du CGI).

Les structures portantes des panneaux sont imposables à la taxe foncière car elles ont le caractère de véritables construction (fixées au moyen d'éléments de maçonnerie qui les rendent inamovibles).

Les panneaux photovoltaïques sont des biens d'équipements spécialisés par nature. Ils ne sont donc pas soumis à la taxe foncière (article 1382,11° du CGI).

Comme indiqué ci-dessus, la doctrine administrative (BOI-IF-TFB-10-10-20-20120912 n° 100) a précisé que les mats de soutien des éoliennes (à l'exclusion des socles en béton) sont exonérés de la taxe foncière sur le fondement de l'article 1382,11° du CGI, dès lors que l'éolienne constitue un moyen d'exploitation d'un établissement industriel.

Quant aux parties mécaniques (pales) et électriques des éoliennes, il est précisé qu'elles sont, en raison de leurs caractéristiques physiques, situées hors du champ d'application de la taxe foncière.

6.6.2.5 La réglementation applicable aux investissements étrangers en France

À la date du présent document de base, le Groupe intervient dans certaines activités qui sont couvertes par la réglementation applicable aux investissements étrangers en France notamment au titre de la protection de l'intégrité, sécurité et continuité de l'approvisionnement en électricité. Du fait de ces activités, le Groupe entre dans le champ d'application des dispositions légales et réglementaires applicables aux investissements étrangers en France prévues par les articles L. 151-3 et R. 153-1 et suivants du Code monétaire et financier.

Dans le cadre de ces dispositions, l'acquisition par un investisseur étranger du contrôle, au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce, du Groupe ou d'une de ses filiales françaises exerçant des activités énumérées par les dispositions susvisées, notamment les sociétés de projets développant des parcs solaires ou éoliens en France, est soumise à une procédure d'autorisation préalable par le ministre chargé de l'économie. L'acquisition par un investisseur n'étant pas ressortissant d'un État membre de l'Union européenne ou d'un État partie à l'accord sur l'Espace Économique Européen ayant conclu une convention d'assistance administrative avec la France, de plus de 33,33% du capital ou des droits de vote de la Société ou d'une de ses filiales françaises exerçant ces activités, est soumise à cette même procédure.

Dans le cadre de cette procédure d'autorisation préalable, le ministre chargé de l'économie est notamment en charge de vérifier que les conditions de l'opération envisagée préservent les intérêts nationaux ; il peut à cet égard assortir l'autorisation d'une telle opération d'une ou plusieurs conditions afin d'assurer la pérennité des activités concernées, des capacités industrielles, des capacités de recherche et développement ou des savoir-faire associés, voire, sur décision motivée, refuser une telle autorisation, notamment si les intérêts nationaux ne pouvaient être préservés.

Toute opération effectuée en violation de ces dispositions est nulle ; elle est en outre susceptible d'une sanction pécuniaire dont le montant maximum s'élève au double du montant de l'investissement irrégulier et des sanctions pénales prévues à l'article 459 du Code des douanes.

6.6.3 La réglementation applicable en Australie

L'Australie étant un État fédéral, il n'existe pas d'organe unique de décision centralisé en charge de la réglementation des énergies renouvelables. Toutefois, afin d'instaurer un cadre juridique national harmonisé, un *Council of Australian Governments* (« COAG ») a été institué par chaque État et territoire ainsi que par le gouvernement fédéral. Le COAG est le forum ministériel chargé de surveiller et de réformer les marchés énergétiques publics. Il est responsable de trois institutions clés du marché de l'énergie:

- L'*Australian Energy Market Commission* (« AEMC ») est l'organisme de réglementation qui établit les règles du marché et régit le marché de l'énergie ;
- L'*Australian Energy Regulator* (« AER ») est chargée de traduire les règles établies par l'AEMC en directives destinées aux acteurs du marché et de contrôler le respect des règles ;
- L'*Australian Energy Market Operator* (« AEMO ») est le gestionnaire du réseau. Il est détenu à 60% par le gouvernement et à 40% par le secteur privé.

Le Comité de l'Énergie (*Energy Council*) du COAG est l'organe national de direction et de gouvernance compétent en ce qui concerne le marché de l'énergie. Le Comité de l'Énergie du COAG est en charge :

- de la supervision de la politique et de la définition de la stratégie du marché de l'énergie australien ;
- de la législation et du cadre réglementaire du marché de l'énergie ; et
- des enjeux systémiques et structurels à long terme liés à l'énergie et impactant l'intérêt public.

L'AER réglemente toutes les activités du réseau de transport et de distribution d'électricité du Marché National de l'Électricité (*National Electricity Market* ou « NEM ») et détermine le revenu maximum du gestionnaire de réseau. Chaque État a son propre fournisseur de service de transport d'électricité et un gestionnaire de réseau. Les réseaux de transport indépendants sont interconnectés par six interconnexions transfrontalières. Il y a en Australie des acteurs publics et privés qui possèdent les réseaux électriques.

L'Autorité des Énergies Propres (*Clean Energy Regulator* ou « CER »), créée par une loi du Commonwealth en 2011 (*Clean Energy Regulator Act*), est compétente pour superviser les différents programmes australiens visant à gérer, réduire ou compenser les émissions de CO₂ en Australie. En particulier, le CER coordonne le programme « *Renewable Energy Target* » et le dispositif « *National Greenhouse and Energy Reporting* », décrits ci-après.

En outre, chaque État et territoire australien conserve la faculté d'élaborer et de mettre en œuvre des politiques propres liées à l'environnement, à l'efficacité énergétique ou aux règles d'urbanisme.

6.6.3.1 Les objectifs en matière d'énergie renouvelable en Australie

Le programme « *Renewable Energy Target* » (« RET ») constitue le principal cadre juridique visant à promouvoir les investissements à long terme dans l'industrie des énergies renouvelables en Australie. L'objectif du programme RET est de faire en sorte qu'environ 23,5% de la production électrique australienne provienne de sources renouvelables de 2020 jusqu'en 2030. Plus spécifiquement, le programme RET fixe des exigences de production d'électricité à partir de sources renouvelables à hauteur de 33.000 GWh d'énergie par an de 2020 à 2030.

Avec désormais un cumul de plus de 20 GW de capacité renouvelable mise en service en 2017 et la baisse constante du coût de ces technologies qui renforce leur développement, le pays semble en mesure d'atteindre cet objectif. Par ailleurs, à la suite de l'Accord de Paris, l'Australie s'est engagée à réduire de 26 à 28% ses émissions de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 2005.

Malgré certaines politiques gouvernementales contradictoires au niveau fédéral telles que le retrait en 2014 de la réglementation fixant le prix du carbone, les Etats australiens soutiennent de fortes ambitions de croissance des énergies renouvelables :

- La région de Canberra vise 100% d’approvisionnement en électricité d’origine renouvelable d’ici 2020 ;
- L’État de Victoria vise 40% d’approvisionnement en électricité d’origine renouvelable d’ici 2025 (soit 5,4 GW de capacité additionnelle) ;
- L’État du Queensland vise 50% d’approvisionnement en électricité d’origine renouvelable (principalement solaire) d’ici 2030 contre seulement 5% aujourd’hui ; et
- L’Australie Méridionale vise 50% d’approvisionnement en électricité d’origine renouvelable (principalement solaire) d’ici 2025 contre 40% aujourd’hui.
- La Nouvelle-Galles du Sud vise 20% d’approvisionnement en électricité d’origine renouvelable (principalement solaire) d’ici 2020.

Des plans régionaux de subvention et d’appels d’offres publics ont amélioré la rentabilité et l’attractivité des investissements dans le secteur du renouvelable.

6.6.3.2 Les autorisations et formalités relatives à la construction et l’exploitation des installations

Planification et réglementation du développement

Lorsque le Groupe sélectionne un site en Australie en vue de la construction d’une installation, il s’assure de l’obtention des permis et autorisations nécessaires à son implantation. Il doit notamment se conformer à un certain nombre de lois et réglementations en matière environnementale et de planification avant de démarrer les phases de construction et d’exploitation de l’installation.

À titre d’illustration, en vertu d’une loi fédérale de 1999 (*Environment Protection and Biodiversity Conservation Act*) (la loi « EPBC »), lorsqu’un projet est qualifié « d’action contrôlée » (*controlled action*), c’est-à-dire qu’il est susceptible d’avoir un impact significatif sur un sujet d’importance environnementale nationale (*matter of national environmental significance*), le développeur doit, préalablement à toute action, obtenir une autorisation du ministre de l’environnement et de l’énergie du Commonwealth. Les sujets d’importance environnementale nationale recouvrent les actions susceptibles d’avoir un impact potentiel sur des espèces en danger, sur certaines communautés écologiques et sur les zones humides d’importance internationale relevant de la Convention sur les zones humides, connue sous le nom de Convention de Ramsar entrée en vigueur en 1975. Lorsque l’opérateur n’est pas assuré de la qualification « d’action contrôlée » au titre de la loi EPBC, il peut soumettre le projet au ministre compétent afin de déterminer si le projet relève d’une action contrôlée. Lorsqu’un projet est valablement soumis au titre de la loi EPBC, le ministre de l’environnement et de l’énergie du Commonwealth doit prendre une décision dans les 20 jours ouvrés afin de déterminer si une autorisation est requise en vertu de la loi EPBC et, le cas échéant, l’approche d’évaluation requise. Selon l’approche d’évaluation, il existe différents délais légaux applicables aux différentes autorisations. Néanmoins, l’obtention des autorisations d’une action contrôlée prend environ 6 à 12 mois et est généralement délivrée en même temps ou en parallèle de l’autorisation de développement visée ci-dessous.

Lorsqu’il est confirmé que le projet ne relève pas d’une action contrôlée, le projet peut être mis en œuvre même si des espèces ou des communautés écologiques, présentes sur le site de l’installation, sont ultérieurement listées ou considérées comme protégées.

En plus de la loi EPBC, chaque État et territoire australien exige habituellement une autorisation de développement distincte pour la construction et l'exploitation d'un projet d'énergie renouvelable, au titre de la réglementation applicable dans l'État ou territoire concerné, ainsi qu'un permis de construire. Même si les exigences diffèrent entre les États ou territoires et dépendent de la localisation ainsi que de la taille du projet, l'autorisation de développement et le permis de construire doivent généralement être obtenus avant d'entreprendre la construction et l'autorisation de développement doit rester en vigueur pendant toute la durée du projet.

Le raccordement de l'installation de production au réseau public d'électricité

L'Australie ne dispose pas d'un régime unique en ce qui concerne son réseau électrique mais connaît des normes complexes régissant l'enregistrement des installations en tant que centrale de production d'une part et le raccordement de celles-ci au réseau d'autre part. Dès lors que la réglementation de l'énergie n'est pas un domaine relevant de la compétence du gouvernement fédéral, les États et territoires australiens conservent le pouvoir de réglementer le secteur. Historiquement, chaque juridiction a développé une réglementation ainsi qu'un dispositif de production et de distribution d'électricité. Toutefois, les États du Queensland, de Nouvelle Galles du Sud, de Victoria, de Tasmanie, d'Australie Méridionale et le Territoire de la Capitale Australienne sont désormais intégrés dans le NEM, qui constitue le réseau électrique interconnecté le plus étendu au monde.

La Loi Nationale sur l'Électricité (*National Electricity Law* ou « NEL ») ainsi que les Normes Nationales sur l'Électricité (*National Electricity Rules* ou « NER ») régissent le NEM et ont été adoptées par chacun des États et territoires participants. Le NEM représente 85% du marché australien de l'énergie. Seuls l'Australie Occidentale et le Territoire du Nord ne participent pas au NEM.

Les NER imposent à la majorité des propriétaires et exploitants de centrales de production de s'enregistrer auprès du gestionnaire du réseau, l'AEMO préalablement à tout raccordement au réseau de transport et de distribution. Des exceptions sont prévues pour certaines installations dont la puissance est inférieure à 5 MW, ou à 30 MW lorsque leurs exportations annuelles sont inférieures à 20 GWh. L'enregistrement auprès de l'AEMO est également requis lorsqu'une personne souhaite acquérir l'électricité fournie par l'intermédiaire d'un système de transport ou de distribution.

Le chapitre 2 des NER encadre les exigences relatives à l'enregistrement et aux critères d'éligibilité pour chaque catégorie d'acteurs du marché de l'électricité. De plus, chaque installation enregistrée doit être classée en tant qu'installation « de marché » (*market generator*) ou installation « hors-marché » (*non-market generator*), selon les modalités suivantes :

- les installations de marché sont celles dont l'électricité est intégralement vendue via le réseau et pour laquelle l'exploitant accepte les paiements de la part de l'AEMO au prix de marché applicable à son point de connexion. Par principe les installations sont qualifiées d'installations de marché, excepté lorsque l'intégralité de l'électricité qu'elles produisent est achetée par un distributeur local ou un consommateur, à son point de connexion ;
- l'installation est dite hors-marché lorsque l'électricité qu'elle produit est achetée par un distributeur local ou par un consommateur à son point de connexion. Une installation hors-marché ne peut recevoir de paiement de l'AEMO pour l'électricité injectée à son point de connexion, excepté pour l'électricité injectée conformément aux directives de l'AEMO à l'égard d'installations dites « programmées » (tels que définis ci-après).

Lorsqu'un site de stockage doit être raccordé au réseau, les NER exigent généralement l'enregistrement de l'installation en tant qu'unité de production (*generator*) et unité de consommation (*market customer*).

Les installations de marché et hors-marché sont également classées en tant qu'installations programmées (*scheduled generator*), semi-programmées (*semi-scheduled generator*) ou non-programmées (*non-scheduled generator*), selon les modalités suivantes :

- les installations d'une capacité cumulée supérieure ou égale à 30 MW sont généralement considérées comme des installations programmées, ce qui signifie qu'elles participent au dispositif central de distribution ("*central dispatch process*"). À ce titre, elles peuvent être appelées à fournir de l'électricité en fonction de la demande en temps réel et de la quantité d'électricité qu'elles peuvent proposer. Les offres sont classées par ordre de prix et allouées en fonction de la demande. L'installation programmée reçoit ensuite un paiement calculé à partir du prix offert au moment de la production ;
- les installations servant à l'approvisionnement local et dont la capacité cumulée est inférieure à 30 MW sont généralement considérées comme des installations non-programmées, ce qui signifie qu'elles ne participent pas au dispositif central de distribution. Toutefois, l'AEMO peut imposer à ces installations des conditions auxquelles elles sont tenues de se conformer.

Les installations de production intermittente (*intermittent generators*) (telles que les centrales solaires et éoliennes) sont généralement considérées comme des installations semi-programmées. À ce titre, elles peuvent être appelées par l'AEMO à fournir de l'électricité en fonction de la demande et sous réserve du dispositif central de distribution alors, qu'à d'autres périodes, elles peuvent être autorisées à fournir de l'électricité à hauteur de leur capacité maximale de production.

Le tableau ci-après présente, à la date du présent document de base, les installations du Groupe en Australie classées comme semi-programmées ou non programmées, ainsi que celles classés installations de marché :

Centrale	Technologie	MW	Installation de marché /hors marché	Installation programmée/semi-programmée/non programmée
Parkes	Solaire	65,9	installation de marché	installation semi-programmée
Griffith	Solaire	35,9	installation de marché	installation non-programmée
Dubbo	Solaire	28,9	installation de marché	installation non-programmée
Hornsedale Wind Farm (« HWF ») 1	Éolien	102,4	installation de marché	installation semi-programmée
HWF 2	Éolien	102,4	installation de marché	installation semi-programmée
HWF 3	Éolien	112	installation de marché	installation semi-programmée
DeGrussa	Solaire/Stockage	16,6	installation "hors marché"	N/A
Coleambally	Solaire	189	installation de marché	installation semi-programmée
Bulgana	Eolien/Stockage	195 (éolien) + 22 MW/35 MWh (batterie)	installation de marché	installation semi-programmée

Hornsdale Power Reserve	Stockage	100 MW/129 MWh	installation de marché	installation programmée
-------------------------------	----------	----------------	---------------------------	----------------------------

Certains États australiens imposent également aux producteurs et/ou transporteurs, distributeurs, fournisseurs ou vendeurs d'électricité de justifier d'autorisations spécifiques pour chaque installation, selon ses caractéristiques. Pour chacun des projets qu'il exploite en Australie, le Groupe est donc titulaire de ces licences, demandées et obtenues au niveau des sociétés de projets.

« *Grid curtailment* »

En raison de l'augmentation du nombre de raccordement d'installations de production d'électricité renouvelable au réseau au cours de ces dernières années, le NEM est passé d'une situation où les générateurs synchrones étaient prédominants à une situation de plus en plus caractérisée par le raccordement de générateurs asynchrones, tels que les installations solaires et éoliennes. L'AEMO a fait part de ses préoccupations sur cette évolution qui, si elle n'est pas contrôlée, est susceptible d'affecter de manière défavorable la sécurité et la fiabilité du réseau, et en particulier la capacité des producteurs d'énergie à répondre à la demande du marché en cas d'événements significatifs imprévus. Au début de l'année 2017, en réaction à une envolée des prix de l'énergie et à une pénurie d'énergie largement médiatisée dans certains États tels que l'Australie Méridionale, l'AEMO a initié des réformes importantes des NER en vue d'assurer la sécurité à long terme du NEM.

Notamment, l'AEMO a adopté des mesures en vue de limiter et de gérer le risque d'interruption significative de la fourniture d'énergie :

- Règle d'interruption de l'énergie éolienne en Australie Méridionale : au cours de l'année 2017, l'AEMO a imposé une limitation de l'injection d'énergie éolienne dans le réseau en Australie Méridionale en fonction du nombre de centrales électriques au gaz en exploitation à ce moment. Précisément, la règle fixe à 1.200 MW la contribution maximum de l'énergie éolienne au réseau lorsque trois centrales au gaz sont en activité à un moment donné, le surplus d'électricité au-delà de 1.200 MW ne pouvant être injecté au réseau. La production d'énergie éolienne peut uniquement dépasser la limite de 1.200 MW lorsque quatre centrales au gaz sont en activité au même moment. Étant donné que la production d'énergie éolienne en Australie Méridionale est d'environ 1.700 MW, cette règle a eu un impact significatif sur le chiffre d'affaires de nombreuses installations éoliennes existantes et a réduit les investissements supplémentaires dans le secteur. L'Australie Méridionale est actuellement le seul État ou territoire du NEM disposant d'une telle règle en vigueur.
- Normes d'accès et d'exploitation : actuellement, l'AEMO développe de nouvelles règles modifiant ou créant les normes d'accès au réseau pour les producteurs, notamment en ce qui concerne le contrôle du voltage et de la puissance fournie, les perturbations du réseau, la résistance du dispositif, le contrôle actif de la puissance ainsi que la surveillance et le contrôle à distance. En outre, l'AEMO souhaite réformer les modalités de négociation des normes d'exploitation relatives au matériel de connexion du réseau d'énergie en vue de satisfaire aux nouvelles exigences en matière d'accès au réseau. Certains projets ont rencontré des difficultés avec les entrepreneurs en charge de la construction, en ce qui concerne l'évaluation du risque de connexion, en raison de l'incertitude relative de la matière.

6.6.3.3 Les règles d'incitation à la production d'énergie renouvelable en Australie

L'émission de certificats verts dans le cadre du programme RET

Le programme RET prévoit un mécanisme d'émission, de cession et de rachat de certificats de production à grande échelle (*large-scale generation certificates* ou « *LGCs* ») qui a été mis en place par une loi du Commonwealth de 2000 (*Renewable Energy (Electricity) Act*). Selon le dispositif, certaines entreprises

(principalement les distributeurs d'électricité) (les « Entités Responsables ») sont tenues par des objectifs individuels annuels d'approvisionnement en électricité via des sources renouvelables. Pour démontrer leur conformité avec ces objectifs annuels, ces Entités Responsables peuvent remettre chaque année au CER des LGCs, qu'elles ont préalablement achetées auprès de propriétaires et exploitants de projets éligibles, auquel cas le montant des LGCs qu'une Entité Responsable doit fournir est fonction du volume d'électricité qu'elle acquiert annuellement sur le marché de gros de l'électricité.

Les projets d'énergie renouvelable sont éligibles à la création de LGCs lorsque le propriétaire et exploitant du projet est inscrit sur les registres du REC et que le projet est certifié par le CER. Le registre du REC est un système en ligne visant à faciliter la cession des LGCs entre les producteurs d'énergie renouvelable et les Entités Responsables. L'inscription sur les registres du REC et la certification du CER sont essentiellement des processus administratifs. Un LGC est émis pour la production de chaque MW/h d'électricité généré à partir d'énergies renouvelables éligibles par des centrales électriques certifiées. Les revenus tirés de la vente des LGCs par les producteurs d'énergie s'ajoutent aux revenus tirés de la vente d'électricité et constituent ainsi une source de revenus supplémentaire pour les producteurs d'énergies renouvelables en Australie.

À la date du présent document de base, tous les projets du Groupe en Australie ont satisfait aux critères requis pour être enregistrés et accrédités et ont donné lieu à l'émission et la vente de LGCs par le Groupe.

En plus du programme RET, certains États et territoires ont adopté des objectifs propres en matière d'énergies renouvelables, souvent plus ambitieux, et cherchent davantage à développer directement les projets d'énergies renouvelables, tel que décrit dans la partie ci-après.

Les procédures publiques d'appels d'offres

La mise en place de procédures d'appel d'offres vise à permettre aux États d'atteindre les objectifs nationaux fixés par le programme RET ainsi que les objectifs définis au niveau local. À la date du présent document de base, l'État de Victoria mène sa première procédure d'appels d'offres tandis que le gouvernement de l'État du Queensland a annoncé le lancement prochain de procédures d'appels d'offres en matière d'énergies renouvelables. Bien qu'aucun calendrier des prochaines procédures d'appel d'offres n'a été publié, il est probable que de nouvelles procédures seront nécessaires afin de remplir les objectifs ambitieux à long terme de chaque État.

Au titre de chaque procédure d'appels d'offres, les candidats doivent présenter une demande de proposition (*request for proposal*) indiquant les caractéristiques du projet et qui respecte les critères d'éligibilité des projets définis par la procédure. Les candidats retenus se voient ensuite offrir un contrat d'achat d'énergie avec l'État concerné qui peut prendre la forme soit d'un contrat d'achat d'électricité avec tarif d'achat obligatoire soit d'un « contrat pour différence » (*contract for difference*) selon l'État. Chaque procédure d'appel d'offres en matière d'énergies renouvelables au niveau des États est régie par la législation locale et présente des différences matérielles en ce qui concerne ses éléments essentiels, notamment au regard des critères d'éligibilité et de sélection des projets, des principales stipulations du contrat d'achat d'électricité et du mode de financement ou des modèles présentés. Notamment, la procédure de mise en concurrence en vigueur dans l'État d'Australie Méridionale est particulière compte tenu de son orientation en faveur des projets de stockage d'énergie hybride et de stockage d'énergie en masse ainsi que des projets en matière de bioénergie.

6.6.3.4 Les autres lois et réglementations

Les producteurs d'énergies renouvelables désirant investir en Australie doivent également tenir compte d'autres lois et réglementations applicables. Si certains dispositifs sont incitatifs et visent à promouvoir les investissements dans les projets d'énergies renouvelables en Australie, il existe aussi des dispositifs impératifs donnant lieu à de sévères sanctions en cas de non-respect. Ces dispositifs sont résumés ci-dessous.

Le programme National Greenhouse and Energy Reporting

Le programme National Greenhouse and Energy Reporting scheme (« NGER »), issu d'une loi du Commonwealth de 2007 (*National Greenhouse and Energy Reporting Act*) (la loi « NGER »), prévoit un cadre juridique national en matière de suivi et de diffusion des informations des sociétés en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, la production et la consommation d'énergie ainsi que d'autres informations requises par la loi NGER. En particulier, toutes les sociétés détenant un contrôle opérationnel dans certains actifs listés dans la loi NGER et dépassant les seuils définis par le programme NGER doivent demander à être inscrites au titre de la section 12 de la loi NGER. Dès lors que la demande d'inscription est approuvée par le CER, la dénomination de l'entité inscrite et diverses informations seront intégrées dans le registre prévu par le dispositif NGER (*National Greenhouse and Energy Register*).

Les sociétés enregistrées sont tenues de déclarer leurs émissions de gaz à effet de serre, leur production d'énergie et la consommation d'énergie des installations qu'elles exploitent directement ou par l'intermédiaire de leur groupe. Différentes sanctions sont prévues en cas de non-respect de ces dispositions.

La réglementation des investissements étrangers

Les investissements étrangers dans les projets d'énergies renouvelables en Australie sont réglementés par le gouvernement du Commonwealth par l'intermédiaire de l'organe privé chargé de conseiller le ministre des finances du Commonwealth sur la politique en matière d'investissements étrangers, le *Foreign Investment Review Board* (« FIRB »). Le régime du FIRB est précisé par une loi du Commonwealth de 1975 (*Foreign Acquisitions and Takeovers Act*) (la loi « FATA »).

En règle générale, tout projet d'investissement étranger en Australie doit être notifié au FIRB, sauf si l'investissement ne dépasse pas le seuil de notification prévu spécifiquement pour l'activité envisagée ou si une exception particulière est applicable. Les investissements devant faire l'objet d'une notification au FIRB sont les suivants :

- les terres australiennes (y compris au titre d'un contrat de bail ou d'un contrat conférant un droit de jouissance d'une durée de cinq ans minimum) ;
- les actifs australiens ;
- les entreprises australiennes ;
- les actions de sociétés australiennes ;
- les participations dans des trusts australiens ; ou
- les participations dans des entités situées hors d'Australie, détenant elles-mêmes directement ou indirectement des participations dans des actifs sensibles australiens.

Les investissements étrangers dans les projets d'énergies renouvelables sont susceptibles d'être couverts par une ou plusieurs catégories d'investissements mentionnées ci-dessus. À ce titre, les projets du Groupe requièrent généralement l'approbation du FIRB et, par conséquent, le Groupe soumet systématiquement une demande d'approbation au FIRB avant de conclure ou d'exercer des options d'achat ou de location du terrain sur lequel ses projets seront construits.

La notification de l'investissement envisagé au FIRB doit être accompagnée de la documentation adéquate détaillant les caractéristiques du projet ainsi que d'informations sur l'investisseur ou le développeur, y compris sur le propriétaire final de l'installation. Le dossier de notification doit également apporter des précisions sur la conformité du projet à l'intérêt national australien, notamment en ce qui concerne la sécurité nationale, la concurrence, les impacts sur l'économie et la société australienne ainsi que la nature

de l'investisseur. Les investisseurs étrangers doivent également s'acquitter de frais de dossier auprès du FIRB dont le montant dépend de la nature et de la taille de l'activité dont l'acquisition est envisagée.

Une fois la notification déposée et les frais de dossier acquittés, le FIRB examine la proposition d'investissement étranger et veille à ce que l'acquisition envisagée soit conforme à l'intérêt national. La loi FATA prévoit que le ministre des finances du Commonwealth doit se prononcer sur la proposition d'investissement dans un délai de trente jours à compter de la réception de la notification. En pratique, le FIRB requiert souvent une prolongation de la période d'examen.

Il convient de noter que le ministre des finances du Commonwealth dispose de pouvoirs importants pour poursuivre le non-respect de la réglementation du FIRB et faire obstacle à, ou annuler, des opérations. Des sanctions pénales et civiles sont prévues. Ainsi, les candidats investisseurs étrangers dans le secteur des énergies renouvelables, par l'intermédiaire d'entreprises, de sociétés, de trusts, d'actifs ou de terres, doivent tenir compte des exigences en matière d'autorisation des investissements étrangers.

Héritage de la culture aborigène et titre autochtone

L'État fédéral et chaque État et territoire australien ont adopté une législation pour la protection de l'héritage culturel aborigène (*aboriginal cultural heritage*), susceptible d'être présent ou à proximité des sites des installations. Il convient donc de se conformer aux procédures d'évaluation et d'autorisation applicables, définies dans les législations concernées avant d'entreprendre la construction d'un projet d'énergie renouvelable et au cours de son exploitation.

De même, avant d'entreprendre la construction d'un projet, il convient de vérifier que le site du projet ne fait pas l'objet d'un titre de propriété autochtone (*native title*), en tout ou partie. Lorsqu'un tel titre de propriété existe, il convient de s'assurer de la conformité aux exigences de la législation, des contrats et des décisions relatifs au titre autochtone. Toutefois, en vertu d'une loi du Commonwealth de 1993 (*Native Title Act*), l'octroi d'un droit immobilier valide avant le 23 décembre 1996 permet généralement d'éteindre les droits autochtones sur les terres concernées.

La certification GreenPower Accreditation

Le programme *GreenPower* est un dispositif facultatif permettant de certifier « verte », l'électricité vendue par les distributeurs d'énergie. Il s'agit d'une initiative menée conjointement par les gouvernements du Territoire de la Capital Australienne, de Nouvelle Galles du Sud, d'Australie Méridionale et de Victoria. Un distributeur proposant de l'électricité certifiée *GreenPower* doit échanger les LGCs obtenus des producteurs d'électricité certifiés en qualité de producteurs *GreenPower* (ce qui nécessite que ces producteurs soient également certifiés par le CER). Pour obtenir la certification *GreenPower*, le propriétaire de la centrale de production doit soumettre une demande, évaluée au regard des critères d'éligibilité définis ainsi que du soutien des consommateurs et des acteurs du secteur de l'environnement.

6.6.4 La réglementation applicable au Portugal

L'*Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* (l'« ERSE ») est responsable de la réglementation des secteurs de l'électricité et du gaz naturel. L'ERSE est une personne morale de droit public, dotée d'une autonomie administrative et financière. Son rôle est de protéger les intérêts des consommateurs en matière de prix, de qualité de service, d'accès à l'information et de sécurité d'approvisionnement, et de promouvoir la concurrence entre les acteurs du marché, dans le cadre du marché intérieur de l'énergie. L'organe gouvernemental responsable du développement de la politique en matière d'énergies renouvelables est la Direction générale de l'énergie et de la géologie (« DGEG »), qui partage certaines responsabilités avec l'ERSE.

6.6.4.1 Les objectifs en matière d'énergie renouvelable au Portugal

Les objectifs de production d'énergies renouvelables au Portugal ont été dans une large mesure tributaires des crises économiques qui ont secoué le pays au cours de ces dernières années. Ainsi en 2011, le Fonds monétaire international, la Banque centrale européenne et la Commission européenne ont conclu un protocole d'accord avec le gouvernement portugais. Cet accord encadre et prévoit les conditions de l'assistance financière consentie au Portugal en définissant les mesures devant être adoptées, en particulier dans le secteur de l'énergie. Par ailleurs, la législation et la réglementation dans le secteur de l'énergie au Portugal ont considérablement changé ces dernières années à la suite de la mise en œuvre des nouvelles directives de l'Union européenne sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz.

En 2013, le Conseil des ministres portugais a adopté la résolution n° 20/2013 qui définit un Plan d'action national pour l'efficacité énergétique 2013-2016 (le « PNAEE 2016 ») et le Plan d'action national pour les énergies renouvelables 2013-2020 (le « PNAER 2020 »).

Le PNAEE 2016 et le PNAER 2020 définissent les objectifs internationaux et les engagements pris par le Portugal en matière d'efficacité énergétique et d'utilisation des ressources renouvelables. Le PNAER 2020 qui prévoit que la part de l'électricité d'origine photovoltaïque représente une capacité installée de 670 MW et une production d'énergie de 1.039 GWh d'ici à 2020, a été complété par l'engagement de croissance verte 2030 du Portugal, une politique intersectorielle qui fixe des objectifs pour l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie à 31% d'ici 2020 (55% de la demande d'électricité) et à 40% d'ici 2030.

Par la suite, la crise économique et financière et l'abandon du dispositif de tarif d'achat obligatoire a conduit, en 2016, à une diminution du nombre de projets d'énergie renouvelable et en particulier des installations photovoltaïques, par rapport aux deux années précédentes.

6.6.4.2 Les autorisations et formalités relatives à la construction et l'exploitation des installations

Les autorisations de production, d'environnement, d'urbanisme et d'exploitation

Lorsque le Groupe sélectionne un site au Portugal en vue de la construction d'une installation, il s'assure de l'obtention des permis et autorisations nécessaires à son implantation.

Tout projet d'énergie renouvelable doit faire l'objet d'une demande d'autorisation de production (*licença de produção*) auprès de la Direction Générale de l'Énergie (*Direção-Geral de Energia e Geologia* ou « DGEG »). Face au nombre important de demandes, un système de loterie a été mis en place en 2018 afin d'attribuer les autorisations, lorsque les demandes excèdent la capacité disponible dans une zone donnée ou sur un point de raccordement. Le premier tirage au sort s'est déroulé le 6 avril 2018.

En parallèle de cette demande d'autorisation de production, des études supplémentaires doivent être effectuées en fonction de la capacité de l'installation :

- pour les installations d'une capacité supérieure à 50 MW ou situées dans une zone sensible, une étude d'impact environnementale approfondie doit être préalablement réalisée ;
- pour les installations d'une capacité inférieure à 50 MW, à l'instar de celles développées et exploitées par le Groupe au Portugal, et qui ne sont pas situées dans une zone sensible mais localisées dans une réserve écologique nationale, une étude des incidences environnementales doit être réalisée.

Une fois l'autorisation de production obtenue, le développeur du projet doit fournir une garantie d'achèvement, d'un montant égal à 2% des dépenses d'investissement prévues dans le cadre du projet, le montant de la garantie ne pouvant dépasser 10 millions d'euros. L'autorisation de production est valable pour une durée de deux à trois ans et, si le projet n'est pas achevé dans ce délai, la garantie est perdue.

Le développeur du projet doit également demander un permis de construire auprès des autorités locales compétentes.

Après achèvement de la centrale électrique, une demande d'autorisation d'exploitation doit être formulée auprès de la DGEG pour être en mesure d'exploiter régulièrement l'installation. La DGEG effectue une visite du site afin de contrôler que la centrale électrique correspond aux caractéristiques du projet décrites dans l'autorisation de production.

Le raccordement de l'installation de production au réseau public d'électricité

Avant de procéder à la distribution d'électricité, le Groupe doit obtenir le raccordement de cette installation au réseau public d'électricité portugais.

Pour ce faire, la société de projet doit demander une autorisation de raccordement au gestionnaire du réseau de transport d'électricité et au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité. Son obtention ne pose pas difficulté particulière dès lors que les deux entités sont impliquées dans le développement du projet depuis la demande d'autorisation de production.

6.6.4.3 Les règles d'incitation à la production d'énergie renouvelable au Portugal

Les tarifs d'achat obligatoire

Le Portugal a adopté, dès 1999, un décret-loi établissant un mécanisme de tarif d'achat obligatoire en vue de favoriser le développement des énergies renouvelables (autres que les grandes centrales hydrauliques) dans le cadre de la production nationale d'électricité. En 2012, ce dispositif de tarif d'achat obligatoire a été remis en cause concernant le développement de centrales industrielles. Ainsi, tout nouveau projet lié aux énergies renouvelables doit désormais être développé aux conditions normales du marché de l'énergie ou encadré par un contrat d'achat d'électricité.

Toutefois, ce décret-loi prévoit la possibilité d'organiser des procédures d'appels d'offres publiques afin d'atteindre certaines capacités de production. A la date du présent document de base, cette faculté n'a pas encore été mise en œuvre.

Les mesures d'incitations fiscales

La réforme de l'écotaxe est appliquée depuis le 1^{er} janvier 2015. Cette réforme prévoit de nouvelles modalités d'amortissement fiscal maximum en matière d'énergie solaire, avec un pourcentage fixé à 8%, soit un amortissement fiscal sur douze ans et demi.

6.6.5 La réglementation applicable au Salvador

Il existe deux organismes de réglementation au Salvador :

- Le Conseil National de l'Énergie (*Consejo Nacional de Energia* ou « CNE »), créé en 2007 est une entité publique indépendante en charge d'élaborer des programmes et projets en lien avec l'écologie et les énergies renouvelables. Il établit les politiques et stratégies en faveur du développement efficient du secteur de l'énergie et est responsable de la planification à court, moyen et long-terme de la politique énergétique du Salvador. Le CNE encourage la mise en place d'un cadre juridique favorisant les investissements et le développement concurrentiel du secteur de l'énergie et agit en faveur de l'utilisation maîtrisée de l'énergie et adopte les mesures appropriées pour développer les énergies renouvelables ;
- La *Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones* (« SIGET ») est l'organisme de régulation, chargé de réguler le marché de l'électricité, les sociétés de distribution et les prix à la

consommation et de veiller au respect de la législation interne du Salvador et des traités internationaux en matière d'électricité et de télécommunications.

Le Ministère de l'environnement et des ressources naturelles du Salvador est quant à lui chargé de vérifier l'impact environnemental des projets proposés et de les autoriser ou non.

Enfin, l'organe opérationnel régional (*El Ente Operador Regional*) organise l'intégration régionale du marché de l'énergie selon les principes de l'économie de marché.

6.6.5.1 Les objectifs en matière d'énergie renouvelable au Salvador

Les principaux objectifs en matière d'énergies renouvelables au Salvador visent à la réduction de la dépendance aux énergies fossiles et à la promotion des sources d'énergies renouvelables, par l'innovation technologique et l'utilisation maîtrisée de l'énergie. Ils tendent également à atténuer les impacts sociaux et environnementaux des projets en matière d'énergie, notamment concernant le changement climatique.

Ainsi en 2010, le gouvernement a publié un plan de politique nationale 2010-2024 pour moderniser et développer les capacités du pays en matière de ressources naturelles. Le plan vise à réduire la dépendance du pays à l'égard du pétrole importé et à minimiser l'impact environnemental et social de l'énergie, en mettant l'accent sur la production d'électricité, mais en couvrant également les secteurs de l'agriculture et des transports. Dans le secteur de l'électricité, le plan vise à accroître la capacité de production à partir d'énergies renouvelables, à développer l'intégration dans le marché régional et à développer l'accès à l'électricité dans les zones rurales (un objectif qui a été atteint). L'intégration dans le marché régional se fait par le biais d'investissements conjoints dans le « *Mercado Energético Regional* » (Marché régional de l'énergie) de l'Amérique centrale, reliant le Salvador au Costa Rica, au Guatemala, au Honduras, au Nicaragua et au Panama.

6.6.5.2 Les autorisations et formalités relatives à la construction et l'exploitation des installations

Lorsque le Groupe sélectionne un site au Salvador en vue de la construction d'une installation, il s'assure de l'obtention des permis et autorisations nécessaires à son implantation. À cet effet il doit systématiquement obtenir (i) une autorisation environnementale, (ii) un permis de construire et (iii) une autorisation de raccordement au réseau avant la mise en service de toute installation.

Le raccordement au réseau se fait auprès des gestionnaires de réseaux qui relèvent du secteur privé s'agissant du réseau de distribution et du secteur public en matière de réseau transport.

6.6.5.3 Les règles d'incitation à la production d'énergie renouvelable au Salvador

Le Salvador a adopté un certain nombre de mesures en faveur du déploiement des technologies liées aux énergies renouvelables, notamment par l'intermédiaire d'appels d'offres publics et d'incitations fiscales.

Les procédures publiques d'appels d'offres

À partir de 2013, le CNE a enjoint les sociétés de distribution d'organiser trois procédures d'appels d'offres dans le secteur des énergies renouvelables :

- en 2013, un appel d'offres pour un projet solaire d'une capacité de 15 MW ;
- en 2014, un appel d'offres pour un projet solaire d'une capacité de 75,4 MWc et un projet éolien d'une capacité de 40 MW ; et
- en 2016, un appel d'offres pour un projet solaire d'une capacité de 140 MWc et un projet éolien d'une capacité de 70 MW.

Dans ce cadre, le Groupe a remporté la totalité de la capacité allouée pour l'appel d'offres de 2014, soit 75,4 MW, projet dont la capacité a ensuite été augmentée de 25,4 MW supplémentaires, sur demande de l'un des acquéreurs d'électricité (Delsur), notamment en raison du profil compétitif de l'offre initiale du Groupe. Ce projet, mis en service en 2017, est le plus grand parc solaire d'Amérique Centrale.

Les mesures d'incitations fiscales

À la date du présent document de base, le Salvador a adopté des incitations fiscales en faveur du développement des énergies renouvelables et de la production d'électricité, par le biais d'une exonération d'impôt sur les sociétés pendant dix ans pour les projets dont la puissance est inférieure à 10 MWac et 5 ans pour les projets dont la puissance est supérieure à 10 MWac ainsi qu'une exonération de droits de douane sur les importations.

6.6.6 La réglementation applicable en Zambie

La production d'énergie est un secteur prioritaire pour le gouvernement zambien, dont le Ministère de l'Énergie favorise le développement par plusieurs appels d'offres menés sous le contrôle de régulateurs indépendants : la Commission de régulation de l'énergie (*Energy Regulation Board*) en charge de réguler les licences et les tarifs en Zambie et l'Autorité zambienne des marchés publics (*Zambian Public Procurement Authority*). Par ailleurs, l'Agence zambienne de développement (*Zambian Development Agency* ou « ZDA ») a reçu la mission de promouvoir les investissements en Zambie, en particulier par le développement de Zones Économiques Multiservices (*Multi Facility Economic Zone* ou « zone franche ») offrant des avantages fiscaux. La ZDA est en charge d'assister les investisseurs dans leurs démarches auprès de l'Administration fiscale zambienne pour obtenir les exonérations demandées.

Le Bureau pour la promotion des investisseurs privés dans l'électricité (« OPPPI ») est une division du Ministère de l'Énergie et est responsable de la promotion de nouveaux acteurs dans le marché de l'électricité, en identifiant notamment des sites pour des projets nouveaux et en les soumettant à des appels d'offres, tout en supervisant les offres de développement spontanées. Depuis la création de ce bureau, très peu de nouveaux projets privés ont émergé, du fait de la complexité de la procédure, même si deux projets de la sorte ont vu le jour, Kalungwishi Hydropower Project (247 MW) et EMCO Coal Fired Power Station (300 MW).

la Société Publique d'Investissement (*Industrial Development Corporation* ou « IDC ») est une holding gouvernementale qui possède de nombreuses entreprises et actifs du secteur public l'entreprise étatique ZESCO (*Zambia's Electricity Company*). Sa mission est d'assurer la santé économique de ces compagnies, qui leur permet de s'endetter et éventuellement d'être privatisées. IDC est présidée par le Président de la Zambie, Edgar Lungu, qui a mandaté le Scaling Solar Programme qui vise à produire 600 MW de photovoltaïque en trois phases.

6.6.6.1 Les objectifs en matière d'énergie renouvelable en Zambie

En 2017, le ministère de planification du développement national a publié le 7^{ème} plan de développement national pour 2017-2021. Ce plan doit préparer le terrain pour d'autres sources d'énergie (géothermale, éolienne, solaire et à base de charbon) pour augmenter de 15% la capacité installée d'ici 2030. Il prévoit également une demande de pointe de 3 000 MW en 2020.

Le programme « Scaling Solar »

Afin de combler le déficit d'énergie auquel est actuellement confrontée la Zambie, la Société Publique d'Investissement (*Industrial Development Corporation* ou « IDC »), société intégralement détenue par l'État zambien a reçu la mission de coordonner le développement et l'installation urgente de centrales solaires pour une capacité minimale de production de 600 MW.

Le programme « GetFit Zambia »

Le programme « *GetFit Zambia* » est un programme de développement des énergies renouvelables zambien par la création d'un mécanisme de tarif d'achat obligatoire développé dans le cadre d'un partenariat entre le Ministère de l'Énergie et la Banque allemande de développement (KfW). L'objectif initial de ce programme est de produire en trois ans 200 MW d'électricité à partir de sources renouvelables. Une première phase, initiée à partir du deuxième trimestre 2018, vise une capacité de production de 100 MW.

6.6.6.2 Les autorisations et formalités relatives à la construction et l'exploitation des installations

Les autorisations de production, d'environnement, d'urbanisme et d'exploitation

Lorsque le Groupe sélectionne un site en Zambie en vue de la construction d'une installation, il s'assure de l'obtention des permis et autorisations nécessaires à son implantation.

Ainsi, pour chaque projet photovoltaïque que le Groupe entend exploiter en Zambie, une procédure organisée doit être poursuivie selon les phases suivantes :

- obtention d'une évaluation de l'impact sur l'environnement auprès de l'agence zambienne de gestion de l'environnement (*Zambian Environmental Management Agency*) ;
- obtention des autorisations requises en matière d'urbanisme auprès du Ministère du gouvernement local et du logement ;
- obtention d'un certificat d'enregistrement auprès du Conseil national de la construction (*National Council for Construction*) en cas de recours à un prestataire *EPC* étranger ;
- enregistrement du projet de construction auprès du Conseil national de la construction (*National Council for Construction*) ; et
- obtention d'un permis de production auprès de la Commission de régulation de l'énergie (*Energy Regulation Board*).

Le raccordement de l'installation de production au réseau public d'électricité

La Zambie a édicté un Code des réseaux, largement inspiré par le modèle sud-africain et un Code des réseaux de distribution, entré en vigueur en 2016.

6.6.6.3 Les règles d'incitation à la production d'énergie renouvelable en Zambie

La Zambie a mis en œuvre un certain nombre de dispositifs juridiques incitatifs visant à promouvoir la production d'énergies renouvelables, notamment par l'intermédiaire de tarifs d'achat d'électricité, d'appels d'offres initiés par le gouvernement ainsi que d'incitations fiscales.

Les tarifs d'achat obligatoire

Le tarif d'achat obligatoire zambien (ReFit), est entré en vigueur depuis décembre 2017 dans le cadre du programme « *GetFit Zambia* ». Il repose sur une obligation d'achat, post appel d'offres, pesant sur la Compagnie nationale de fourniture d'électricité (*Zambia Electricity Supply Corporation Limited*), à des tarifs d'achat obligatoires préétablis.

Les procédures publiques d'appels d'offres

Dans le cadre du programme « *Scaling Solar* », IDC a initié, avec l'assistance de la Société Financière Internationale (*International Finance Corporation*), un programme d'appels d'offres en deux phases par l'intermédiaire de l'initiative de la Banque mondiale :

- La première phase, débutée en 2015 et achevée en juillet 2016, a consisté dans le développement de deux centrales solaires d'une capacité de production de 50 MW chacune. Un premier projet de 54 MW conduit par le Groupe a atteint l'étape du *closing* financier en décembre 2017, la construction de la centrale étant actuellement en cours (projet Bangweulu) ;
- La deuxième phase devrait porter sur le développement d'une capacité de production de 300 MW. À ce titre, une phase de pré-qualification s'est déroulée en 2017 à l'issue de laquelle le Groupe a été retenu dans la liste des groupements pré-qualifiés. Les appels d'offres devraient être formulés au d'ici la fin de l'année 2018.

Dans le cadre de ce programme, un certain nombre de critères sont pris en considération afin de déterminer les sociétés retenues :

- pour la phase de pré-qualification, sont prises en compte l'expérience (historique de la capacité de production installée, présence en Afrique ou dans différents États, propriété et exploitation des centrales), l'expertise et les ressources financières suffisantes pour être en mesure de livrer un projet de centrale solaire d'une taille significative selon un calendrier accéléré ; et
- pour l'appel d'offres, le principal critère est le prix de l'électricité proposé dans le cadre du programme d'achat d'électricité.

Les mesures d'incitations fiscales

À la date du présent document de base, tout investissement pour un montant minimum de 500.000 dollars ou son équivalent dans une devise convertible, dans un secteur prioritaire (tel que la production d'énergie) ou dans une activité localisée dans une zone franche ou dans un parc industriel est éligible aux incitations fiscales suivantes :

- une exonération d'impôt sur les sociétés pour les profits réalisés pendant une période de cinq ans à compter du début de l'exploitation. À l'expiration de la période d'exonération, l'imposition de l'activité augmente de manière progressive ;
- une absence de retenue à la source pour les dividendes versés pendant une période de cinq ans à compter du début de l'exploitation ;
- une absence des droits de douane au titre des importations de matériaux, de biens d'équipement, de machines, notamment de camions et de véhicules spécifiques, pendant une période de cinq ans dans tous les secteurs prioritaires ;
- une exonération de retenue à la source au titre des frais de gestion, des honoraires de conseil, des intérêts de remboursement et des versements effectués aux entrepreneurs étrangers ; et
- une exonération de droits de douane et redevances au titre du matériel, des équipements et machines importés pour les besoins du projet.

Les incitations fiscales mentionnées ci-dessus sont garanties soit par un contrat de promotion et de protection des investissements (*Investment Promotion and Protection Agreement*) conclu avec la ZDA, soit par un contrat d'assistance du gouvernement (*Government Support Agreement*).

Par ailleurs, les conventions fiscales bilatérales conclues par la Zambie avec plusieurs États peuvent prévoir également d'autres mesures d'incitations fiscales.

6.6.7 La réglementation applicable en Argentine

Le marché argentin de l'électricité est régulé et supervisé par plusieurs acteurs.

Le Secrétariat de l'Electricité (*Secretaria of Electricity*) au sein du Ministère de l'énergie définit et exécute la politique énergétique nationale.

L'*Ente Nacional Regulador de la Electricidad* (l'« ENRE ») est le régulateur national de l'électricité, et fonctionne comme un organisme indépendant contrôlant la conformité au droit de l'énergie et des accords de concession au niveau national. Les entreprises régionales de distribution sont surveillées par les autorités réglementaires régionales respectives de l'ENRE. En outre, l'ENRE régleme active le secteur de l'électricité pour assurer le dégroupage. Ils établissent la base du calcul des tarifs pour les sociétés de distribution et organisent les processus d'audience pour le recalcul des tarifs.

La *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico* (« CAMMESA ») est le gestionnaire de réseau et agit comme l'administrateur du marché de gros fixant le prix de gros et la répartition du marché. C'est une société à but non lucratif détenue par tous les participants du *Mercado Electrico Mayorista* (MEM) soit le gouvernement fédéral (20%), les producteurs (20%), les distributeurs (20%), les opérateurs de transport (20%) ainsi que les utilisateurs importants (20%). CAMMESA peut acheter de l'électricité produite dans le pays et importer de l'électricité pour la revendre à des sociétés de distribution ou à des consommateurs industriels à des taux subventionnés.

6.6.7.1 Les objectifs en matière d'énergie renouvelable en Argentine

En 2015, le Congrès fédéral a promulgué la Loi n°27.191 sur l'énergie qui vise à promouvoir l'utilisation des ressources renouvelables dans le cadre de la production d'électricité sur le marché national de gros. Elle prévoit des objectifs ambitieux pour l'Argentine en termes d'utilisation des énergies renouvelables fixés à 8% du mix énergétique total d'ici 2018, 16% d'ici 2021 et 20% d'ici 2025.

6.6.7.2 Les autorisations et formalités relatives à la construction et l'exploitation des installations

Les autorisations de production, d'environnement, d'urbanisme et d'exploitation

Lorsque le Groupe sélectionne un site en Argentine en vue de la construction d'une installation photovoltaïque, il s'assure de l'obtention des permis et autorisations nécessaires à son implantation.

En premier lieu, le Groupe doit obtenir un permis environnemental délivré par chaque province d'Argentine, selon leurs normes locales. La délivrance de ce permis suppose la préparation d'une étude environnementale et sociale complète de la part d'un ingénieur indépendant qui est soumise au Secrétariat de l'environnement de la province qui, à son tour, donne son approbation sur cette étude. Peu avant la construction, ce permis peut être mis à jour afin de refléter la conception finale de l'installation.

Le Groupe doit ensuite obtenir la délivrance d'un permis de construire auprès de chaque province et de la municipalité dans le ressort de laquelle est située l'installation. La délivrance de ce permis requiert (i) le changement d'utilisation du terrain, (ii) les plans de construction de l'installation qui doivent être signés par le collège des ingénieurs de la province, et (iii) la contresignature par la municipalité de ces plans. Ce permis exige le paiement d'honoraires au collège d'ingénieurs, sur la base d'un faible pourcentage des travaux de génie civil.

Le raccordement de l'installation de production au réseau public d'électricité

Avant de procéder à la production d'électricité, le Groupe doit obtenir le raccordement de son installation au réseau d'électricité. Pour ce faire, plusieurs documents, établis par des ingénieurs indépendants et validés par le transporteur d'électricité, le gestionnaire de réseau (*Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico* ou « CAMMESA ») et le régulateur (*Ente Nacional Regulador de la Electricidad* ou « ENRE »), attestent de la compatibilité entre la technologie utilisée par l'installation et le réseau.

Cette procédure débouche sur la conclusion d'une convention de raccordement et la mise en place d'un système de communication au point de raccordement entre l'exploitant et le transporteur d'électricité. Ces deux accords sont approuvés par la CAMMESA qui octroie le permis d'interconnexion sous la forme d'une « habilitation technique » qui permet la construction de l'installation. Après la construction et le raccordement de l'installation, l'exploitant présente les résultats des essais de coordination et demande l'autorisation d'exploiter à la CAMMESA qui analyse la demande et accorde le permis d'exploiter sous forme d'une « habilitation commerciale ».

Enfin, afin d'exploiter une installation photovoltaïque en Argentine, le Groupe doit également s'enregistrer en tant qu'acteur du marché ce qui lui permet de facturer sa vente d'énergie et d'être reconnu comme tel par la CAMMESA, le Secrétariat de l'énergie (son ministère de tutelle) et l'ENRE.

6.6.7.3 Les règles d'incitation à la production d'énergie renouvelable en Argentine

Les procédures publiques d'appels d'offres

Afin d'atteindre les objectifs fixés dans la loi 27.191 sur les énergies renouvelables, le programme RenovAr a été lancé en 2016 et deux phases de ce programme ont déjà eu lieu, en 2016 et 2017. L'objectif du programme RenovAr est d'augmenter de manière substantielle la production d'énergies renouvelables du pays jusqu'à atteindre les 20% visés en 2025.

En 2016, dans le cadre du programme RenovAr 1, 29 projets représentant une capacité totale de 1.143 MW ont été attribués, principalement à des projets éoliens et solaires. Compte tenu de son succès, cette phase a été immédiatement suivie, en novembre 2016, par RenovAr 1.5 en vertu duquel une capacité supplémentaire de 1.281 MW a été octroyée. RenovAr 2 a été officiellement lancé en août 2017 et a abouti à une production totale (en éolien et solaire seulement) de 1.223 MW (666 MW en éolien avec et 557 MW en solaire), dont 100 MW remporté par le Groupe avec son projet solaire Altiplano situé dans la province de Salta. La capacité disponible de RenovAr 2 a ensuite été augmentée (en éolien et solaire seulement) et 587 MW supplémentaires ont été attribués (327 MW en éolien et 260 MW en solaire).

Les lauréats du programme RenovAr se voient proposer un contrat d'achat d'électricité qui leur offre un prix fixe indexé libellé en dollars US d'une durée de 20 ans avec CAMMESA, le gestionnaire de réseau. Le financement du mécanisme d'appels d'offres est accordé par le Fonds pour le Développement des Energies Renouvelables (*Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables* ou « FODER »). En outre, le FODER offre un soutien financier pour des projets via des prêts à long terme, des subventions de taux d'intérêt et des apports en capitaux aux sociétés de projets.

Le contrat peut être conclu avec ou sans la garantie de la Banque mondiale selon qu'elle est demandée par le candidat au moment de l'appel d'offres (un montant limité de garantie est disponible à chaque cycle de RenovAr).

Les critères d'attribution d'un des appels d'offres sont principalement techniques et financiers. En particulier, le candidat doit présenter un projet technique solide, avec une expérience suffisante et un bilan fourni par son sponsor stratégique, ce dernier devant détenir, de manière directe ou indirecte, plus de 25% des fonds propres de la société qui développe le projet. Si ces conditions sont respectées, les offres économiques par projet sont ouvertes et les prix proposés sont ajustés selon certains facteurs spécifiques (le calendrier d'exécution, les facteurs de perte au point d'interconnexion choisi). Après avoir effectué les

ajustements, les projets sont classés du moins cher au plus cher. Sont également prises en compte les capacités disponibles dans chaque région et sur chaque nœud du réseau électrique, ainsi que le montant demandé pour la garantie de la Banque mondiale. Le Ministère de l'Énergie peut décider d'augmenter la capacité disponible dans une région ou un point d'interconnexion donné afin d'optimiser le coût de rachat de l'électricité pour le gouvernement. Ces ajustements ont eu lieu à la fois dans RenovAr 1 et RenovAr 2.

Le Ministère de l'Énergie a déjà communiqué sur l'émission RenovAr 3 pour la période octobre-décembre 2018.

Les mesures d'incitations fiscales

Conformément à la loi sur les énergies renouvelables, le gouvernement a voté un régime d'avantages fiscaux afin d'encourager le développement de ces énergies, notamment :

- un amortissement fiscal accéléré sur certains équipements ;
- une extension des pertes fiscalement déductibles et des crédits d'impôt à 10 ans (la norme étant de 5 ans) ;
- une exemption des droits de douane portant sur des équipements qui ne peuvent être approvisionnés en Argentine (à condition qu'elles soient importées avant une certaine date) ;
- une exemption du droit de timbre au niveau fédéral avec la possibilité pour les provinces d'adhérer à l'exemption ;
- un remboursement anticipé de la TVA payée à la livraison (prévu dans les 2 mois suivant la création de TVA) ;
- un crédit d'impôt en cas d'approvisionnement local, lorsque celui-ci représente au moins 30% des dépenses d'investissement ; et
- une exonération des droits à l'importation pour les équipements d'usine (lorsque ceux-ci sont importés avant juillet 2018 pour les éoliennes et avant décembre 2018 pour les panneaux solaires).

Pour les participants au programme RenovAr, il convient toutefois de mentionner que le gouvernement plafonne le montant global des avantages fiscaux générés par projet. Dans RenovAr 2, ce plafond a été fixé à 425.000 USD/MW pour les projets photovoltaïques et à 700.000 USD/MW pour les projets éoliens.

6.6.8 La réglementation applicable au Mexique

Les deux principaux régulateurs du marché de l'énergie mexicain sont:

- Le secrétariat à l'énergie (« SENER ») qui est le département gouvernemental pour la production et la réglementation de l'énergie au Mexique ; et
- La Commission de régulation de l'énergie (*Comisión Reguladora de Energía* ou « CRE ») qui favorise la transparence et la concurrence dans les secteurs du gaz, du pétrole raffiné et de l'électricité.

Depuis 2013, le Mexique a mis en œuvre une réforme importante de son secteur énergétique. Cette réforme a mis fin aux monopoles étatiques en matière de production et de fourniture de pétrole et de gaz ainsi qu'en matière de production d'électricité et de sa distribution aux grands consommateurs. Cette réforme a fortement augmenté le niveau de compétition dans la production d'électricité et accéléré les investissements dans le réseau mexicain de transport d'électricité. Les investisseurs privés (mexicains et étrangers) peuvent

maintenant concourir avec les deux sociétés publiques des industries électrique et pétrolière que sont la CFE et PEMEX, dans de nombreux segments de la chaîne de valeur du secteur énergétique.

L'une des conséquences de la réforme du secteur énergétique a été le découpage verticale et horizontale de la CFE, c'est-à-dire à la fois la séparation de ses filiales de production, de transport et de distribution et la division de son parc de production de 43,4 GW en sept producteurs indépendants.

Le transport et la distribution d'électricité reste la responsabilité de CFE en tant que monopole d'État. Les entreprises privées peuvent participer à la transmission et à la distribution de l'électricité par le biais d'accords et de co-entreprises sous le contrôle de CFE.

La réforme a également entraîné la création d'un marché transparent et compétitif de l'électricité encadré par le Centre National de Contrôle de l'Énergie (*Centro Nacional de Control de Energía* ou « CENACE »). Ce marché permet l'achat et la vente d'électricité et autorise les participants (dont la demande agrégée est supérieure à 1 MW) à signer librement des accords bilatéraux d'approvisionnement.

6.6.8.1 Les objectifs en matière d'énergie renouvelable au Mexique

En raison des objectifs ambitieux imposés par la réforme énergétique de 2013 et le programme « Prodesen » (*Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional*), la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique est en constante augmentation. Le Mexique prévoit notamment l'installation de 66,9 GW de capacité de production d'électricité additionnelle entre 2018 et 2032 pour un investissement d'environ 100 milliards de dollars américains. 46% de cette capacité devront provenir de technologies dites propres (cogénération à hauteur de 4%, éolien à hauteur de 22%, photovoltaïque à hauteur de 17% et hydraulique à hauteur de 3%).

Par ailleurs, le programme national de développement du réseau électrique prévoit d'investir 11,8 milliards USD dans des projets de transmission visant principalement à étendre le réseau de transmission.

6.6.8.2 Les autorisations et formalités relatives à la construction et l'exploitation des installations

Lorsque le Groupe sélectionne un site au Mexique en vue de la construction d'une installation photovoltaïque, il s'assure de l'obtention des permis et autorisations nécessaires à son implantation.

Les autorisations de production, d'environnement, d'urbanisme et d'exploitation

En premier lieu, chaque centrale photovoltaïque doit obtenir un permis environnemental du Ministère de l'environnement et des ressources naturelles (*Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales*), un permis social du Ministère de l'énergie du Mexique (*Secretaría de Energía*), un permis de production de la CRE, un certificat de non-affectation archéologique de l'Institut national d'anthropologie et d'histoire (*Instituto Nacional de Antropología e Historia*), un certificat de non-utilisation de la Commission nationale de l'eau (*Comisión Nacional del Agua*) et un permis de construction de la municipalité locale.

Le raccordement de l'installation de production au réseau public d'électricité

Avant de procéder à la distribution d'électricité, le Groupe doit obtenir le raccordement de son installation au réseau d'électricité. À ce titre, il doit demander au CENACE d'effectuer une analyse très poussée en trois phases (étude indicative, étude d'impact sur le réseau et étude des installations). Cette étude porte sur toute restriction notable de la capacité à se raccorder au réseau et détermine les infrastructures supplémentaires nécessaires au raccordement (ces dernières seraient le cas échéant financées par le producteur d'électricité). Une fois les analyses terminées, le développeur doit présenter une garantie de raccordement d'un montant significatif (40.000 USD/MW), afin de réserver la capacité de raccordement de l'installation.

6.6.8.3 Les règles d'incitation à la production d'énergie renouvelable au Mexique

Afin d'atteindre les objectifs qu'il s'est fixés, le Gouvernement mexicain a recours à l'organisation de procédures publiques d'appels d'offres et la mise en place de certificats d'énergies renouvelables.

Les certificats d'énergies renouvelables

Selon la réglementation mexicaine, depuis le 1^{er} janvier 2018, les acteurs du marché de l'électricité sont tenus d'acquérir un nombre de certificats d'énergie renouvelable, calculé selon une formule établie par la CRE qui chaque année, publie les obligations d'achat.

L'exigence d'acquisition de certificats s'applique aux fournisseurs d'énergie, aux participants de marché qualifiés ainsi qu'aux grands consommateurs finaux.

Les procédures publiques d'appels d'offres

Au Mexique, le CENACE lance une procédure d'appel d'offres tous les ans, généralement en avril, avec une adjudication en novembre, à laquelle les fournisseurs d'énergie, les participants de marché qualifiés et les grands consommateurs finaux, peuvent participer.

Lors de leur participation aux appels d'offres, les producteurs soumettent des offres de vente précisant le prix proposé pour chaque produit, qui peut consister en un groupe de produits (énergie/puissance/certificats). Les candidats remportant l'appel d'offres ont alors l'obligation de signer un contrat d'achat d'électricité au prix proposé pendant une durée de 15 ans pour l'énergie et la puissance et 20 ans pour les certificats d'énergie renouvelable).

Les règles d'appel d'offres mexicaines sont complexes, notamment en raison d'une part importante d'énergie non-conventionnée, un système régional de bonus/malus, des conditions différentes selon les produits, une limite de capacité régionale et sous-régionale mise à jour quelques semaines avant la soumission des offres économiques, et la présentation des offres techniques plusieurs mois avant les offres économiques.

Le Groupe a été désigné en novembre 2017 comme l'un des lauréats du troisième appel d'offres mexicain, avec son projet solaire photovoltaïque de 375 MW situé dans l'État d'Aguascalientes, lequel entrera en service en juin 2020.

Les mesures d'incitations fiscales

Divers mécanismes fiscaux incitatifs ont été mis en place par le gouvernement mexicain en matière d'énergie renouvelable :

- les producteurs d'énergie renouvelable sont autorisés à amortir 100% de la valeur des machines et de l'équipement acquis au cours d'un exercice fiscal (y compris les panneaux solaires et les éoliennes) au titre de l'impôt sur les sociétés ;
- les entreprises mexicaines dont plus de 90% des revenus proviennent de la production d'énergie renouvelable, peuvent distribuer des dividendes sans payer d'impôt sur les sociétés, à condition qu'ils transitent sur un compte spécifique ;
- l'absence de règle concernant les petites capitalisations vise à permettre aux structures ad hoc d'énergie renouvelable de financer leurs opérations par recours à un endettement important.

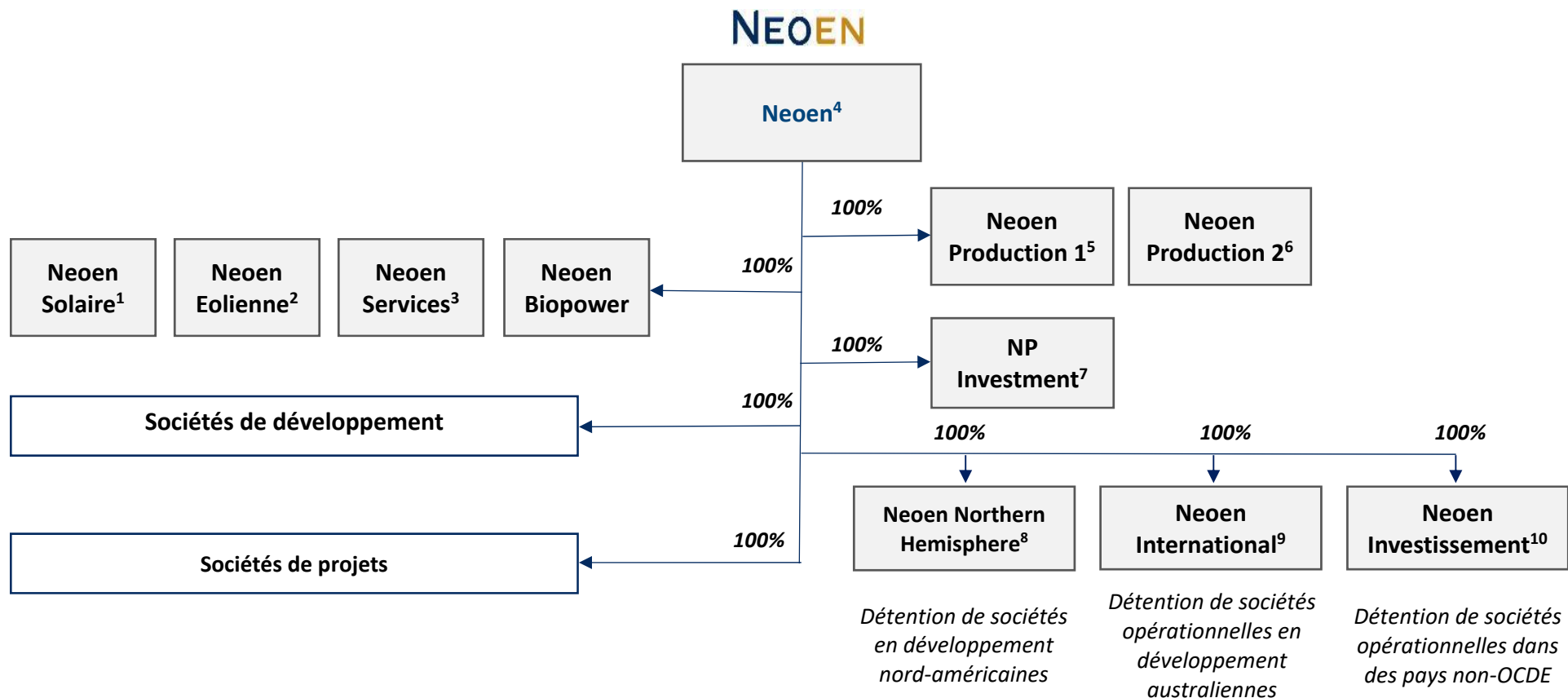
Les mesures commerciales applicables au Mexique

Depuis 2014, le Mexique a mis en place une taxe de 15% sur les importations de panneaux solaires. Il s'agit d'une mesure visant à protéger les entreprises mexicaines, à la suite de l'arrivée d'entreprises chinoises sur le marché proposant des prix plus compétitifs. Néanmoins, cette taxe n'est pas vraiment appliquée en raison de l'existence d'un programme de développement sectoriel du Ministère de l'Economie permettant l'importation de panneaux solaires sans taxe d'importation.

7. ORGANIGRAMME DU GROUPE

7.1 ORGANIGRAMME SIMPLIFIE DU GROUPE

L'organigramme simplifié ci-après présente l'organisation juridique du Groupe à la date du présent document de base.



¹: À la date du présent document de base, Neoen Solaire détient directement ou indirectement, en France, 65 sociétés de projets en développement, 2 en construction et 3 en exploitation.

²: À la date du présent document de base, Neoen Éolienne détient directement 25 sociétés de projets en développement en France.

³: À la date du présent document de base, Neoen Services détient directement 11 sociétés de projets en développement en France et des participations minoritaires dans 17 sociétés de projets en développement à l'international.

⁴: À la date du présent document de base, Neoen détient directement 17 sociétés de projets en développement et 3 en exploitation en France. Par ailleurs, Neoen détient également directement 10 sociétés de projets en développement et des participations minoritaires dans 3 sociétés de projets en développement (détenues par le Groupe) à l'international.

⁵: À la date du présent document de base, Neoen Production 1 détient directement 12 sociétés de projets en exploitation en France et 1 société de développement.

⁶: À la date du présent document de base, Neoen Production 2 détient directement ou indirectement 5 sociétés de projets en construction (dont 1 en Australie) et 51 sociétés de projets en exploitation. 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: À la date du présent document de base, NP Investment détient directement, au Portugal, 3 sociétés de projets en exploitation.

⁸: À la date du présent document de base, Neoen Northern Hemisphere détient 2 sociétés de projets en développement et 2 sociétés de développement.

⁹: À la date du présent document de base, Neoen International détient principalement directement ou indirectement des sociétés opérationnelles et de développement australiennes, ainsi que quelques sociétés de projets à l'international dont 15 en développement, 3 en exploitation (le Groupe détient une participation minoritaire dans l'une des sociétés de projets en exploitation) et 1 en construction.

¹⁰: À la date du présent document de base, Neoen Investissement détient directement ou indirectement à l'international 6 sociétés de projets en développement, 2 sociétés de développement et 2 sociétés en construction.

7.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS

7.2.1 Filiales importantes

Neoen est la société de tête du Groupe. Elle détient des sociétés holding intermédiaires pour chaque filière (éolien, solaire 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 exploitation 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, la Société détient de manière générale 100% des sociétés porteuses des projets, sauf exceptions présentées ci-après.

7.2.1.1 Sociétés holding intermédiaires

Les principales sociétés holding intermédiaires de la Société sont décrites ci-après.

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 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 Commentry (BEC), société exploitant la centrale biomasse de Commentry, 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.

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 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, Portugal, Irlande).

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, Jamaïque, Argentine, Égypte).

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 qui ont dépassé le stade du développement 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 des projets, développés par Neoen Solaire et Neoen Éolienne, qui ont dépassé le stade du développement et qui ont été financés par les produits de cette émission obligataire. Pour plus d'informations sur les émissions obligataires vertes (*green bonds*), se référer aux Sections 8.2 « *Développement durable et responsabilité sociétale de Neoen* » et 10.2.2 « *Dettes financières du Groupe* » du présent document de base.

7.2.1.2 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).

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 puissance 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 ;
- 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 ; et
- Hedet Vindpark AB, société ayant pour objet notamment l'exploitation d'installations éoliennes en Finlande dans laquelle la société Prokon Finland détient indirectement 19,9% du capital et des droits de vote.

Pour une liste complète des sociétés de projets du Groupe, le lecteur est invité à se référer à la Note 38 aux États Financiers Annuels.

7.2.2 Acquisitions et cessions récentes de filiales

7.2.2.1 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, à partir de l'exercice 2014, ont notamment été réalisées les acquisitions suivantes :

- en mars 2014, le Groupe, aux côtés de la société Megawatt Capital Investments, a fait l'acquisition du projet de parc éolien de Hornsdale en Australie d'une puissance installée de 270 MW ;
- en 2016, le Groupe a fait l'acquisition de deux sociétés portant des projets de centrales solaires d'une puissance installée cumulée de 14 MW : Centrale Solaire Azursol Est (8,5 MWc, acquise en juin 2016) et Centrale Solaire Azursol Sud (5,5 MWc, acquise en août 2016) ;
- en octobre 2016, le Groupe a fait l'acquisition d'une société portant un projet de centrale solaire MER d'une puissance installée de 11,9 MWc ;
- 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 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 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.

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. Pour une présentation des acquisitions de filiales significatives, se reporter à la Section 5.1 « *Histoire et évolution* » du présent document de base.

7.2.2.2 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 2015, 2016 et 2017, le Groupe a notamment réalisé des cessions de sociétés portant des petits projets solaires sur toiture jugés non stratégiques :

- le 31 décembre 2015, le Groupe a cédé la société Centrale Solaire La Baume portant la centrale solaire de La Baume d'une puissance de 745 kW ;
- le 15 février 2016, le Groupe a cédé les sociétés Centrale Solaire Fauvettes et Centrale Solaire Champgrand, portant les centrales solaires de Fauvettes et Champgrand pour un total d'environ 2 MW ;
- le 20 avril 2016, Neoen a cédé la société Centrale Solaire Pistole, portant la centrale solaire de Pistole d'une puissance de 1,6 MW.

Par ailleurs, le Groupe a été amené à céder certaines participations en raison de considérations financières ou stratégiques.

Au cours des exercices 2016 et 2017 et du premier semestre 2018, il a notamment réalisé les cessions suivantes :

- le 15 avril 2016, le Groupe a cédé la participation de 50,1% qu'il détenait dans le capital de Neoen Marine, au profit de la CDC qui a donc conservé les participations dans les deux projets Iles d'Yeu – Noirmoutier (500 MW) et le Tréport (500 MW) d'installations éoliennes *offshore* remportés lors de l'appel d'offres de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE 2 ») de 2015 ;
- le 6 décembre 2016, le Groupe a cédé la participation de 100% qu'il détenait indirectement à travers la holding Neoen Biopower dans le capital de la société Biomasse Énergie d'Alizay ;
- 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'exploitation et le maintien des centrales solaires de toutes puissances 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.

Enfin, les sociétés Neoen Services Panama et Neoen Panama ont fait l'objet d'une liquidation volontaire en juin et décembre 2017, respectivement.

7.2.3 Participations et *Joint-Ventures*

7.2.3.1 Participations

Pour une présentation des participations détenues par le Groupe, se référer à la Note 38 aux États Financiers Annuels.

7.2.3.2 *Joint-Ventures*

À la date du présent document de base, les accords de *joint-ventures* significatifs conclus par le Groupe sont les suivants :

- En novembre 2016, le Groupe et la société irlandaise BNRG Renewables Limited ont constitué une *joint-venture*, par la création de :
 - la société BNRG Neoen Holding à laquelle BNRG Renewables Limited a cédé l'intégralité des droits dans des projets solaires dans le Sud et l'Est de l'Irlande pour une puissance totale de 330 MW ;
 - la société BNRG Neoen Limited chargée de continuer le développement de ces projets solaires pour les présenter à des appels d'offres irlandais à venir.

8. PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

8.1 IMMOBILISATIONS CORPORELLES IMPORTANTES EXISTANTES OU PLANIFIÉES

Au 31 décembre 2017 et au 30 juin 2018, le Groupe détenait des immobilisations corporelles d'une valeur nette de 1.249 millions d'euros et 1.470 millions d'euros respectivement. Pour une description des immobilisations corporelles du Groupe, voir les Notes 15 aux États Financiers Annuels et aux États Financiers Semestriels figurant au Chapitre 20 « *Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats du Groupe* » du présent document de base.

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 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 actifs de production du Groupe

Au 31 décembre 2017 et au 30 juin 2018, les projets solaires, éoliens, biomasse et de stockage en construction ou en exploitation constituaient respectivement 99% et 94% 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 aux Sections 6.5.2.1.3 « *Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)* », 6.5.2.1.4 « *Projets photovoltaïques en phase « awarded » et en pipeline* », 6.5.2.2.3 « *Installations éoliennes en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)* » et 6.5.2.2.4 « *Projets éoliens en phase « awarded » et en pipeline* » du présent document de base.

Les 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 base, 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 30 juin 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 30.033,29 m² ;
- 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 30 juin 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 3,0 millions d'euros au 30 juin 2018, sur lequel est situé le parc solaire de Numurkah ;
- par l'intermédiaire des sociétés Capella Solar et Jiboa Solar, de terrains, d'une valeur totale de 5,5 millions d'euros au 30 juin 2018, sur lesquels sont situés les parcs solaires Albireo ; et

- 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.

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 auprès de 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^{er} janvier 2016 et d'une durée de neuf ans, soit jusqu'au 31 décembre 2025.

Préalablement au 30 juin 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 contrats ci-dessus se sont élevés à 331.791 euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et 161.969 euros pour le semestre clos le 30 juin 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 205.000 euros pour le semestre clos le 30 juin 2018.

8.2 DEVELOPPEMENT DURABLE ET RESPONSABILITE SOCIETALE DE NEOEN

À la date du présent document de base, 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. Si les actions de la Société sont admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris avant le 31 décembre 2018, et que les seuils réglementaires sont dépassés à cette date, la Société intégrera une telle déclaration dans son rapport de gestion en 2019 au titre de l'exercice 2018.

8.2.1 La politique et les engagements du Groupe en matière de RSE

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 responsabilité sociétale d'entreprise (« RSE ») tels que la lutte contre l'émission de gaz à effet de serre et le changement climatique. Ainsi au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et du semestre clos le 30 juin 2018, le Groupe a évité l'émission de 810.239 et 695.492 tonnes de CO₂, respectivement, évalués selon la méthodologie de la Banque européenne d'investissement.

Par ailleurs, dans le cadre de ses activités, le Groupe a pris plusieurs engagements sociétaux spécifiques, notamment par la mise en place d'un programme de financement sur 5 ans avec l'agence municipale de l'énergie de Seixal au Portugal, avec pour mission 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.

En Australie, le Groupe soutient le « *Renewable Energy Skills Centre of Excellence* » du *Canberra Institute of Technology*, dont la vocation est d'accélérer le développement et la croissance de l'industrie des énergies renouvelables (formations techniques et certificats professionnalisant, création et enrichissement de réseaux d'acteurs de l'industrie, infrastructures permettant un apprentissage pratique et théorique des pratiques de l'industrie).

En outre, conscient du rôle qu'il peut jouer dans le développement local, le Groupe soutient également des projets d'économie sociale et solidaire, notamment :

- en Australie où le Groupe a fondé le « *Hornsedale 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 25 ans. 27 projets ont ainsi été soutenus en 2017, parmi lesquels la construction d'un jardin pour enfants ou l'installation de panneaux solaires sur le site commémoratif de Gladstone ;
- au Népal où le Groupe soutient l'association « *Empower Generation grace* » par laquelle plus de 182.000 personnes ont reçu des lampes solaires portables, distribuées par un réseau de 12 micro-entreprises, gérées par 16 femmes dans 10 districts ;
- au Salvador où 3% des revenus générés par la centrale photovoltaïque de Providencia sont reversés à des projets de développement social, en coordination avec le Fonds d'Investissement Social pour le Développement Local, qui développe des projets locaux tels que des routes, l'approvisionnement en eau et en électricité ou la réfection d'écoles ;
- au Sénégal, où le Groupe s'est engagé pour la première fois en 2015 aux côtés d'Électriciens sans frontières et en 2017, ou il a décidé la pérennisation de son engagement dans le cadre d'un projet éducatif permettant l'installation de modules photovoltaïques pour l'électrification de 8 écoles de l'association Écoliers du Sénégal ;
- 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 5 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.

Enfin, le Groupe a contribué 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, essentiellement les objectifs 7 (Energie propre et d'un coût abordable) et 13 (Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques), via notamment l'installation de la plus grande batterie lithium-ion du monde dans le cadre du projet Hornsdale Power Reserve et sa participation au programme Scaling Solar de la Banque mondiale, dans le cadre du projet Bangweulu.

8.2.2 La prise en compte des sujets RSE/HSE dans la gestion des projets du Groupe

8.2.2.1 Le management des parties prenantes par le Groupe

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 et sociaux qu'il s'est fixé ou auxquels il est astreint.

Ainsi, l'implantation de chaque installation est décidée en concertation avec les autorités locales et les riverains et s'effectue en conformité avec les différentes contraintes réglementaires applicables, particulièrement dans la filière éolienne. Plusieurs engagements environnementaux sont généralement pris par le Groupe dans le cadre de l'obtention des différents permis d'urbanisme et autorisations environnementales, notamment :

- 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 ;
- le défrichage des terres afin de lutter contre la propagation des incendies et de 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.

En outre, le Groupe peut 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.

En phase de développement et de construction d'un projet, 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'aérogénérateurs conclus par le Groupe. Ainsi, dans sa politique d'achats, le Groupe choisit 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.

Dans les pays émergents, le Groupe réalise des études sociales et environnementales qui sont partagées avec les contractants *EPC* au stade de leur sélection. Les contractants *EPC* doivent ensuite mettre en œuvre les plans d'actions sociales et environnementales. 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 ») et présenté ci-après à la Section 8.2.2.2 « *Les règles HSE mises en place par le Groupe* » du présent document de base. Les lignes directrices sont systématiquement annexées aux contrats *EPC* et *O&M* et s'appliquent à l'encontre des contractants du Groupe, ainsi qu'à leurs sous-traitants.

En outre, le Groupe a également eu 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 puissance installée 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 puissance installée 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. Par ailleurs, le Groupe veille à ce que les autres financements de projets, dans les pays non membres de l'OCDE, soient conformes aux principes Équateur de 2013. Pour plus d'informations sur les *green*

bonds, le lecteur est invité à se reporter à la Section 10.2.2 « *Dettes financières du Groupe* » du présent document de base.

Enfin, 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 exploitation. 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.

8.2.2.2 Les règles HSE mises en place par le Groupe

Les règles HSE ont pour objectif de n'avoir ni accident, ni blessure, ni pollution sur le lieu de travail, notamment sur les chantiers du Groupe, en phase de construction d'installations. 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.

Pour chaque chantier et avant la phase de construction, des lignes directrices HSE sont systématiquement 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. Les lignes directrices HSE sont alors décrites au sein du HSEMP établi par le Groupe et ajusté projet par projet avec l'aide d'un consultant externe pour tenir compte des spécificités locales. Toutes les parties prenantes, et notamment le contractant *EPC*, sont signataires du HSEMP.

Au cours de la phase de construction, le responsable du suivi de la construction est chargé du suivi des indicateurs mis en exergue par le HSEMP. Ce suivi est doublé de contrôles sur site effectués par un tiers, sur une base trimestrielle (audit externe), mensuelle ou hebdomadaire (contrôles chantiers par la maîtrise d'ouvrage), pour vérifier de façon indépendante la bonne application des règles HSE. 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.

Une fois que l'installation est entrée en exploitation, 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'aérogénérateurs, en coordination avec le gestionnaire d'actif (*asset manager*). Le *reporting* HSE auprès du Groupe est effectué sur une base mensuelle et porte sur les accidents du travail et environnementaux 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.

Le Groupe a décidé la création, en juin 2018, d'un comité HSE, composé de membres du management et du personnel salarié du Groupe, afin d'assurer un contrôle de la performance du Groupe en matière de politique HSE. A cet effet, le comité HSE a décidé de la mise en place d'indicateurs consolidés portant notamment sur l'exploitation et la construction des projets photovoltaïques et éoliens du Groupe, revus trimestriellement.

8.2.2.3 La 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, une évaluation des impacts environnementaux (réalisation d'études botaniques, avifaunes, paysagères, acoustiques, etc.) est réalisée afin d'établir les mesures d'accompagnement devant être mises en place.

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.

Par ailleurs, le respect de la biodiversité passe également par la mise en place de règles établies dans le cadre des plans HSEMP et le respect de la charte interne au Groupe, au titre de laquelle le Groupe affirme veiller 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.

8.2.3 Relations sociales et conditions de travail

Le Groupe est particulièrement attaché aux conditions de travail ainsi qu'au développement des compétences des collaborateurs en leur proposant des formations adaptées à leur activité et à leurs perspectives. Il encourage également les mobilités internes afin de faire évoluer les collaborateurs vers des postes de management ou des postes à l'international.

Sensible à l'embauche de main d'œuvre locale au sein de ses implantations notamment en matière de construction (par exemple, à Cabrela au Portugal, 95% de la main d'œuvre est composée d'employés locaux), le Groupe veille également à avoir une répartition hommes / femmes satisfaisante et une grande diversité tant en terme de parcours que de nationalités (plus de 20 nationalités).

Les engagements du Groupe en matière sociale sont formalisés au sein d'une charte Neoen signée annuellement par l'ensemble des employés du Groupe. 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.

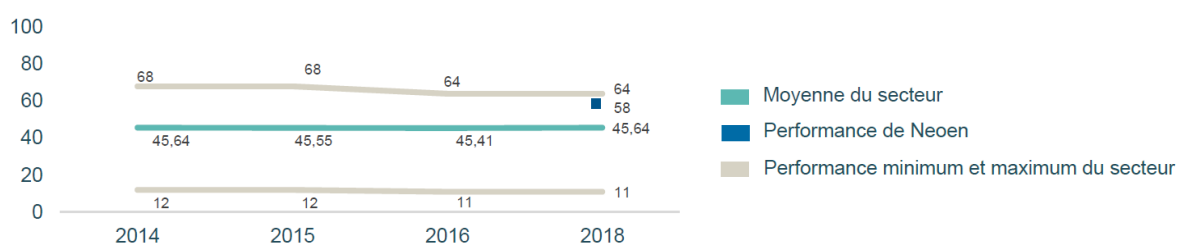
À la date du présent document de base, le Groupe n'a pas connaissance de la survenance passée ou de l'existence de comportements contrevenant aux dispositions de la charte Neoen.

Par ailleurs, le Groupe s'attache également à ce que ses contractants *EPC* se conforment au droit du travail en vigueur, ainsi qu'aux guidelines de l'*International Finance Corporation* (IFC) relatives aux questions sociales (*Local Community and Social Impact*). Les lignes directrices *Local Community and Social Impact* font partie intégrante du HSEMP. Enfin, lors de la mise en place de chaque projet, un *Community Engagement and Development Plan* est établi, englobant toutes les personnes potentiellement impactées par le projet, que ce soit de façon directe ou indirecte. Le *Community Engagement and Development Plan* inclut la mise en place d'actions de communication auprès de toutes les parties, y compris des actions de consultations publiques, la mise à disposition du calendrier du projet, l'implication des communautés, la mise à disposition d'un cahier de doléances, la description des mesures compensatoires, le *reporting*, etc. La mise en œuvre du *Community Engagement and Development Plan* relève de la responsabilité de la société de projet et du contractant *EPC*.

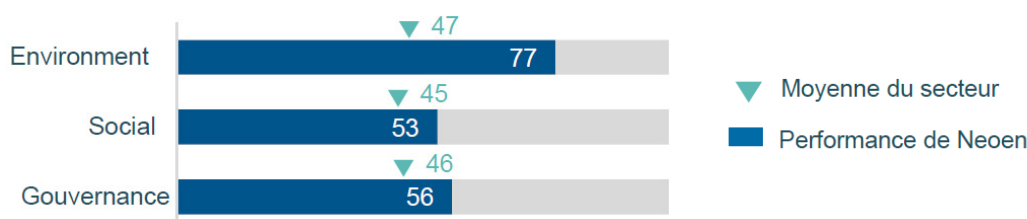
Pour plus d'informations sur les salariés au sein du Groupe, le lecteur est invité à se référer au Chapitre 17 « *Salariés* » du présent document de base.

8.2.4 Évaluation du Groupe par l'agence Vigeo Eiris

Dans le cadre l'admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris, le Groupe a fait l'objet au cours du premier semestre 2018 d'une *due diligence* environnementale, sociale et de gouvernance (« ESG ») de la part de l'agence Vigeo Eiris (« Vigeo »). À l'issue de cette *due diligence*, le Groupe a obtenu, en juin 2018, un score ESG de 58 sur 100 (moyenne du secteur de 45,6 sur 100), le classant ainsi au rang de 12^{ème} sur 49 entreprises du même secteur ayant fait l'objet d'une notation par Vigeo (les 11 premières entreprises étant principalement des groupes de taille bien supérieure à celle du Groupe dotés de ressources financières et humaines plus importantes), comme indiqué dans le graphique ci-dessous :



En particulier, le score ESG de 58 sur 100 obtenu par le Groupe repose sur trois piliers – environnemental, social et de gouvernance – pondérés selon leur importance respective et pour lesquels le Groupe a obtenu les résultats suivants :



Sur la base de ce score ESG de 58 sur 100, le Groupe a obtenu une notation extra-financière (*corporate rating*) A1 de la part de Vigeo. La note A représente l'appartenance du Groupe au premier quartile des

entreprises notées par Vigeo (les quatre quartiles étant A, B, C, D) et le nombre 1 représente le rang du Groupe au sein du quartile A, par rapport aux autres entreprises du même quartile, à chaque fois sur la base du score ESG de 58 sur 100 attribué au Groupe.

9. EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT

Les développements suivants doivent être lus conjointement avec l'intégralité du présent document de base, incluant les États Financiers Annuels du Groupe et les États Financiers Semestriels. Les États Financiers Annuels et les États Financiers Semestriels du Groupe ont été établis en conformité avec le référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne.

9.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Fondé en 2008, le Groupe est un producteur indépendant d'énergie renouvelable de premier plan, 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 de pointe, sur des marchés d'énergie renouvelable attractifs à travers le monde. Le Groupe a acquis une expertise industrielle reconnue dans le développement et l'exploitation de projets de grande envergure et a constitué un portefeuille diversifié d'installations en exploitation de haute qualité ainsi qu'un *pipeline* important et équilibré de projets. Au 30 juin 2018, le Groupe était présent dans neuf pays et détenait et exploitait des installations photovoltaïques et éoliennes, représentant une puissance installée cumulée de 1.830 MW en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* ») (dont 126 MW au titre d'installations de stockage d'énergie), à laquelle s'ajoutent 15 MW de puissance installée relative à la centrale biomasse du Groupe. De plus, le Groupe disposait de 1.106 MW de projets en phase « *awarded* » et d'un portefeuille de projets en *pipeline* (projets en phase « *tender-ready* », « *advanced development* » ou « *early stage* ») d'une capacité potentielle totale de 7.402 MW. Au 30 août 2018, le Groupe disposait de 1.996 MW d'installations en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* »), en tenant compte de l'entrée en construction de 151 MW de projets en phase « *awarded* » depuis le 30 juin 2018 (et des 20 MW d'actifs en construction entrés en exploitation au cours de cette même période).

Le Groupe s'est constitué une base financière solide en dix ans d'activité en déployant un *business model* éprouvé et extensible, intégrant une trajectoire de croissance soutenue pour l'avenir, à mesure que le secteur des énergies renouvelables devient de plus en plus compétitif par rapport aux sources d'énergie traditionnelles et ce, sans bénéficier de subventions. Le lecteur est invité à se référer à la Section 6.4 « *Description du marché des énergies renouvelables* » du présent document de base pour une description des tendances de l'industrie des énergies renouvelables. Pour le semestre clos le 30 juin 2018, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 101,7 millions d'euros, un EBITDA courant de 79,6 millions d'euros et un résultat net (part du Groupe) de 7,2 millions d'euros. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 139,3 millions d'euros, un EBITDA courant de 102,2 millions d'euros et un résultat net (part du Groupe) de 9,5 millions d'euros. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 81,3 millions d'euros, un EBITDA courant de 55,1 millions d'euros et un résultat net (part du Groupe) de 3,5 millions d'euros. Le Groupe a enregistré un résultat net (part du Groupe) positif au cours de chaque exercice depuis 2011.

9.1.1 Principaux facteurs ayant une incidence sur les résultats consolidés

9.1.1.1 Chiffre d'affaires

Vue d'ensemble

Le Groupe réalise l'essentiel de son chiffre d'affaires via la vente de l'énergie produite par ses installations éoliennes, photovoltaïques et de biomasse ou stockée par ses installations de stockage. Le chiffre d'affaires tiré de la production d'énergie représentait 81,6%, 86,7% et 78,4% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe en 2017, 2016 et 2015, respectivement, et 80,9% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe au premier semestre 2018. Les autres produits du Groupe proviennent principalement d'activités connexes telles que la vente en Australie de certificats verts (*green certificates*), la fourniture de services de mise à disposition de capacités de stockage et, dans un moindre

mesure, des services de développement de projets et autres services (par exemple, supervision et gestion administrative) fournis par le Groupe aux sociétés du projet photovoltaïque Cestas qui ne sont pas consolidées et à d'autres projets, comme Seixal, dans lesquels le Groupe ne détient pas une participation de contrôle.

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. Les facteurs clés ayant une incidence sur le chiffre d'affaires de production d'énergie du Groupe au cours d'une période donnée comprennent:

- *La demande d'énergie renouvelable et le prix de vente*
 - o *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. La production d'énergie renouvelable représente une part de plus en plus importante de la nouvelle production d'électricité dans le monde. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (« AIE »), les énergies renouvelables ont représenté près des deux tiers des nouvelles capacités de production d'électricité en 2016. L'AIE prévoit une augmentation mondiale de la capacité d'énergie renouvelable de 43% entre 2017 et 2022. Pour une présentation plus détaillée des tendances ayant un impact sur la demande d'énergie renouvelable, se référer à la Section 6.4 « Description du marché des énergies renouvelables » du présent document de base.
 - o *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 tableau suivant présente les prix moyens de vente d'électricité du Groupe pour l'électricité vendue au cours des périodes indiquées.

	Semestre clos le 30 juin		Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	2017	2016	2015
Prix moyen de vente d'électricité (en €/MWh)⁽¹⁾					
Solaire.....	115,70	146,51	139,22	183,24	261,64
Éolienne.....	53,06	59,23	55,27	58,98	88,27

⁽¹⁾ Calculé en divisant le chiffre d'affaires de vente d'énergies consolidé par MWh produit.

Le prix moyen par MWh que le Groupe réalise au cours d'une période donnée est affecté par un certain nombre de facteurs, notamment :

- *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.* 96% de l'électricité devant être produite par les projets du Groupe en exploitation (« in operation ») ou en construction (« under construction ») au 30 juin 2018 sont actuellement attribués au titre de contrats de vente d'électricité long terme et à prix fixe ou de contrats pour différences (contract for difference), présentant soit un tarif d'achat obligatoire (TAO) soit les prix fixés lors de procédures d'appel d'offres, avec une durée moyenne

pondérée résiduelle d'environ 15,5 ans. Le niveau de prix fixé aux termes de ces accords varie en fonction du marché et est fortement influencé par l'évolution des conditions du marché et sa structure ainsi que par les mesures incitatives gouvernementales. À ses débuts, la croissance de la capacité de production d'énergie photovoltaïque et éolienne était principalement soutenue par les marchés avec des tarifs d'achat obligatoires (TAO) élevés et encouragée par d'autres mesures d'incitations gouvernementales destinées à promouvoir la construction d'installations photovoltaïques et éoliennes. À mesure que le marché a mûri et que les progrès technologiques et les volumes ont réduit les coûts de construction, les mesures incitatives gouvernementales ont été révisées à la baisse et les projets ont de plus en plus été attribués dans le cadre de procédures d'appel d'offres conçues de façon à réduire le prix d'achat de l'électricité produite. (se référer à la Section 6.6 « Réglementation » du présent document de base). Durant ces dernières années, cette tendance s'est traduite par une baisse régulière des prix d'achat par MWh pour les projets en phase « *awarded* ». En raison de cette tendance, les prix d'achat par MWh pour l'électricité produite par les installations du Groupe sur un territoire donné varient considérablement selon la date à laquelle le projet est remporté. Ainsi, les projets les plus récents dans chacun des marchés présentent généralement des tarifs inférieurs aux projets remportés plusieurs années auparavant. Les prix d'achat sont également influencés par d'autres facteurs, notamment le niveau d'approvisionnement en électricité dans le pays concerné par rapport à la demande, des facteurs tels que la structure du marché et les coûts de raccordement, ainsi que le taux et la base d'indexation des prix.

- « *Revenus de marché* » liés à la vente d'électricité aux prix de marché de gros (marché *spot*). Bien que la plupart de l'électricité produite par le Groupe soit vendue dans le cadre de contrats long-terme de vente d'électricité, le Groupe vend une partie de l'électricité produite par ses installations photovoltaïques, éoliennes et de stockage sur le marché de gros aux prix du marché *spot* (sans le bénéfice d'un contrat pour différence (*contract for difference*) à côté). Les revenus liés à la vente d'électricité sur le marché sont principalement générés 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*. Par exemple, entre juin 2016 (début des premières ventes d'électricité par la centrale) et mi-février 2017 (date d'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité long-terme), tous les revenus tirés de la vente d'électricité par le projet éolien Hornsdale 1 ont été générés par des ventes sur le marché *spot*. De même, l'électricité générée par le projet Hornsdale 3 au cours des premiers mois de production (août-décembre 2017) a été vendue sur le marché *spot* jusqu'à l'entrée en vigueur d'un contrat de vente d'électricité court-terme en janvier 2018.
 - 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.

Le lecteur est invité à se référer à la Section 6.5.1.6.3 « *Ventes sur le marché de gros et le marché spot* » du présent document de base pour plus d'informations.

À la date du présent document de base, 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 (en 2017, les revenus de marché s'élèvent à 16,4 millions d'euros, soit 11,8% du chiffre d'affaires total du Groupe; au premier semestre 2018, les revenus de marché s'élèvent à 6,9 millions d'euros, soit 6,8% du chiffre d'affaires total du Groupe). 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 4.1. « *Risques relatifs aux activités du Groupe – Le Groupe est exposé au risque de prix sur les marchés de gros* » du présent document de base.

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.

	Semestre clos le 30 juin		Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	2017	2016	2015
Revenus du marché (en millions)					
Total	6,9	5,1	16,4	12,7	--
% du chiffre d'affaires total du Groupe.....	6,8%	9,4%	11,8%	15,6%	--%

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.

- *Vente d'électricité au titre de contrats de vente d'électricité court-terme.* Au lieu de vendre la production non couverte par le contrat de vente long-terme sur le marché *spot*, le Groupe peut décider de la vendre au titre de contrats de vente d'électricité court terme. Ces contrats court-terme sont généralement conclus à des prix fixes plus élevés que le prix du contrat de vente d'électricité long terme. Les prix de ces contrats court-terme peuvent être en dessous du prix *spot* lors de la conclusion du contrat court-terme.

- *Facteurs affectant le volume d'électricité vendue par le Groupe*

Le tableau suivant présente le volume d'électricité produit par les installations de production du Groupe pour les périodes indiquées.

	Semestre clos		Exercice clos		
	le 30 juin		le 31 décembre		
	2018	2017	2017	2016	2015
Électricité vendue (en MWh)					
Solaire	244.412	175.035	389.973	232.977	128.451
Éolienne	687.256	340.042	929.505	271.457	108.128
Biomasse ⁽¹⁾	48.803	3.653	39.585	68.685	7.923
Total	980.471	518.731	1.327.401	573.119	292.215

⁽¹⁾ Production d'électricité uniquement. Depuis octobre 2017, la centrale biomasse de Commentry (Biomasse Energie de Commentry (BEC)) a également commencé à produire et vendre de la vapeur.

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'exploitation 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 exploitation (« *in operation* ») ou en construction (« *under construction* ») est passée de 444 MW fin 2015 à 1.101 MW fin 2017 à 1.845 MW au 30 juin 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'électricité pour les installations du Groupe en exploitation (« *in operation* ») ou en construction (« *under construction* ») à la fin de chacune des périodes indiquées.

	Au 30 juin	Au 31 décembre		
	2018	2017	2016	2015
Installations de production en exploitation (« <i>in operation</i> ») ou en construction (« <i>under construction</i> ») (en MW) ⁽¹⁾				
Solaire	1.011	922	535	437
<i>Dont en exploitation (« in operation »)</i>	<i>671</i>	<i>541</i>	<i>454</i>	<i>396</i>
Éolienne	819	588	333	206
<i>Dont en exploitation (« in operation »)</i>	<i>569</i>	<i>545</i>	<i>206</i>	<i>48</i>
Biomasse	15	15	15	15
<i>Dont en exploitation⁽²⁾ (« in operation »)</i>	<i>15</i>	<i>15</i>	<i>--</i>	<i>--</i>
Total	1.845	1.526	883	657
<i>Dont en exploitation (« in operation »)</i>	<i>1.255</i>	<i>1.101</i>	<i>640</i>	<i>444</i>

⁽¹⁾ Ces chiffres comprennent Seixal (9 MW) et certaines entités du projet Cestas (228 MW) qui ne sont pas intégralement consolidées.

⁽²⁾ Bien que la centrale biomasse de Commentry ait commencé à produire et vendre de l'électricité en 2015, elle n'a été considérée comme pleinement opérationnelle qu'en octobre 2017, période à laquelle elle a commencé à produire de la vapeur en plus de l'électricité.

- *Variabilité des ressources solaires et éoliennes.* Même si la capacité nominale des projets en exploitation (« *in operation* ») 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 biomasses 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'aérogénérateurs 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.

- *Exploitation 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 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'exploitation 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.

D'une manière générale, les taux de disponibilité calculés sur une période d'un an sont plus pertinents que ceux calculés sur un semestre, car un incident donné aura en général un impact plus significatif sur un ratio calculé sur la base d'une période plus courte.

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

	Semestre clos le 30 juin		Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	2017	2016	2015
Disponibilité (en %)					
Solaire	97,4%	98,4 ⁽¹⁾ %	98,8% ⁽¹⁾	99,5%	98,7%
Éolienne	96,0% ⁽²⁾	99,0%	97,0% ⁽³⁾	98,0%	99,0%

⁽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⁾ la plus faible disponibilité relative au premier semestre 2018 en éolien s'explique principalement par un effet *curtailment* sur les projets éoliens Hornsdale.

⁽³⁾ excluant une coupure imprévue nécessaire au remplacement d'une lame touchée par la foudre sur le parc de l'Osière.

- *Curtilment.* Pendant les périodes de *curtailment*, 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 de *curtailment* 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. Dans l'Etat d'Australie Méridionale, par exemple, au milieu de l'année 2017, l'*Australian Energy Market Operator* (AEMO) a introduit une exigence qui limite la quantité d'énergie éolienne pouvant être utilisée par rapport au nombre de centrales électriques au gaz en exploitation au même moment. Se référer à la Section 6.6 « *Réglementation* » du présent document de base.

- *Production réelle contre objectifs de production.* Le Groupe surveille la performance de ses installations de production en suivant le ratio de production réelle par rapport aux objectifs de production pour chaque installation. Les objectifs de production reposent généralement sur des prévisions présentées dans des rapports préparés par des conseillers techniques dans le cadre du financement de projet (généralement basées sur des estimations P50 sauf pour certaines installations éoliennes en France qui ciblent P90 en raison d'une plus grande volatilité des ressources). Le tableau suivant présente le ratio pour les périodes indiquées ci-dessous :

	Semestre clos le 30 juin		Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	2017	2016	2015
Ratio production réelle contre objectifs de production⁽¹⁾ (en %)					
Solaire.....	95,4%	102,5%	99,7%	97,4%	104,4%
Éolienne.....	97,5%	80,4%	90,3%	91,3%	110,2%

⁽¹⁾ dans le cas des projets Parkes, Griffith, Dubbo et Bussy, les objectifs de production ont été ajustés pour exclure les périodes de perte de production dédommagées par le constructeur

Au premier semestre 2018, le ratio de 95,4% pour le solaire s'explique principalement par une irradiation relativement faible au cours du premier semestre 2018. Le ratio de l'éolien de 80,4% au premier semestre 2017 s'explique principalement par des ressources en vent bien plus faible que prévu en Australie surtout en juin 2017. En 2017, le ratio était de 90,3% pour l'éolien, reflétant principalement des ressources en vent bien plus faibles que prévu en Australie et plus faibles que prévu en Europe. En 2016, le ratio était de 91,3% pour l'éolien, s'expliquant principalement par des ressources éoliennes plus faibles que prévu en Europe et 97,4% pour l'énergie solaire, reflétant des ressources solaires plus faibles que prévu en France.

Autres produits

- *Produits tirés de la vente de certificats d'énergie renouvelable.* Le Groupe génère des produits à partir de la vente de certificats d'énergie renouvelable ou encore certificats verts (*green certificates*) qu'il obtient en produisant de l'électricité en Australie dans le cadre de ses projets éoliens et photovoltaïques. Aux termes du programme « *Australian Renewable Energy Target* » (RET), pour chaque MWh d'électricité renouvelable éligible qu'il produit, le Groupe a droit à un certificat de production à grande échelle (*large-scale generation certificates* ou « LGCs »). Les distributeurs d'électricité et autres entités responsables en Australie sont tenus d'acheter et de remettre chaque année une quantité spécifique de LGCs, ce qui crée une demande pour les LGCs émis.

Le Groupe vend des 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. Le Groupe comptabilise les revenus tirés des ventes LGCs à leur juste valeur de marché au moment de la production de l'électricité sous-jacente. Si le prix auquel les LGCs sont finalement vendus diffère de leur juste valeur de marché comptabilisée initialement dans les comptes du Groupe, le différentiel est comptabilisé en autres produits à la date de la vente (se référer à la Note 3.e aux États Financiers Annuels).

Dans les cas de ventes réalisées pendant la période précédant l'entrée en vigueur d'un contrat de vente d'électricité, les ventes sont comptabilisées pour le montant de la juste valeur des certificats. Dans le cadre de contrats de vente d'électricité, les ventes sont comptabilisées pour le prix prévu au contrat ou, lorsque le contrat prévoit un prix global pour l'électricité et les certificats verts associés, une allocation du prix de transaction est réalisée sur la base de la juste valeur de chaque obligation de performance.

Le Groupe a généré 21,9 millions d'euros et 8,5 millions d'euros de produits issus de la vente de LGCs en 2017 et 2016, respectivement. En 2016, la plupart des produits issus de la vente de LGCs provenait de l'électricité produite par Hornsdale 1 préalablement à l'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité. En 2017, malgré une production d'électricité beaucoup plus élevée, Hornsdale 1 a enregistré des produits liés à la vente de LGCs nettement inférieurs à 2016 étant donné que les LGCs générés depuis février 2017 sont vendus dans le cadre d'un contrat long-terme de vente d'électricité groupé au titre duquel les revenus générés par les deux composants – électricité et LGCs – sont alloués selon l'estimation par le Groupe de leurs justes valeurs respectives.

Au cours des premiers semestres 2018 et 2017, le Groupe a généré 16,9 millions d'euros et 6,9 millions d'euros, respectivement, à travers la vente des certificats verts. Au cours du premier semestre 2017, les produits liés à la vente de LGCs ont été générés principalement par Hornsdale 2, qui a commencé à produire de l'électricité en mars 2017. Au cours du premier semestre 2018, l'augmentation du chiffre d'affaires LGCs provient principalement du semestre complet de production par Hornsdale 2 et 3, et dans une moindre mesure de DeGrussa, Parkes, Griffith et Dubbo.

- *Développement de projets et produits de services.* 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%) ne permet 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.

9.1.1.2 Résultat opérationnel courant et charges opérationnelles courantes

Le compte de résultat du Groupe comprend un poste intermédiaire appelé résultat opérationnel courant qui permet de faciliter l'analyse de la performance opérationnelle du Groupe. Ce poste est l'un des principaux indicateurs de suivi de la performance opérationnelle du Groupe. Il est calculé à partir du chiffre d'affaires diminué des charges opérationnelles courantes qui comprennent les principaux éléments suivants :

Achats de marchandises et variations de stocks

Les achats de marchandises consistent principalement en l'achat de bois utilisé comme combustible pour la centrale biomasse de Commentry.

Charges externes et de personnel

Les charges externes et de personnel du Groupe comprennent :

- *Entretien et réparations.* Le Groupe sous-traite la maintenance de chacune de ses installations de production dans le cadre de contrats *O&M* clés en main long terme. Dans le cas des installations photovoltaïques, les prestataires *O&M* sont généralement les mêmes que ceux qui ont fourni les services de conception, fourniture et installation de l'installation (services *EPC*) tandis que, dans le cas des installations éoliennes, le prestataire *O&M* est habituellement le fournisseur des aérogénérateurs. Ces dépenses sont généralement fonction du nombre de MW en exploitation.
- *Salaires et charges.* Les salaires et charges du Groupe sont principalement fonction du nombre moyen d'employés et du niveau moyen des salaires. En outre, certains salaires et charges du Groupe encourus pour le personnel impliqué dans le développement de projets sont capitalisés au titre de frais de développement proportionnellement au temps investi dans le développement et la construction de nouveaux projets, à l'exception de la prospection. Par conséquent, les salaires et charges comptabilisés dans le compte de résultat pour une période donnée sont également proportionnels au temps consacré au développement de projets autres que la prospection pendant cette période.
- *Autres charges externes.* Les autres charges externes sont essentiellement composées des primes d'assurance et des honoraires comptables et juridiques relatifs aux activités du Groupe. Pour les périodes précédant la première application de la norme IFRS 16 à partir du 1^{er} janvier 2018, elles incluent également des loyers relatifs à la location de terrains et de bureaux pour les salariés du Groupe. Elles incluent également des frais pour d'autres charges externes telles que les services connexes de régulation des fréquences facturés au Groupe par l'*Australian Energy Market Operator* (AEMO). Afin de faire face aux fluctuations de la fréquence du réseau et d'assurer sa stabilité, l'AEMO peut être amené, dans le cas d'une baisse de fréquence, à payer des producteurs d'électricité afin qu'ils produisent de l'énergie supplémentaire qui sera injectée dans le réseau. Le coût de cette production additionnelle est réparti entre les acteurs du marché jugés responsables de ces variations. En 2017, le Groupe a connu des coûts de régulation des fréquences élevés. Au cours des périodes futures, l'offre de services de régulation des fréquences de Hornsdale Power Reserve (se référer à la section 6.5.2.3.7 « *Installations de stockage en exploitation* (« in operation ») et en construction (« under construction ») » du présent document de base) devrait entraîner une augmentation de la concurrence sur le marché de l'électricité et par conséquent, contribuer à une baisse des coûts unitaires de régulation des fréquences. Le Groupe s'attend également à ce que ses coûts de régulation des fréquences soient en partie compensés par les revenus de stockage tirés de Hornsdale Power Reserve. Ainsi, par exemple, au cours du premier semestre 2018, ces coûts de régulation de fréquence ont été plus que compensés par le chiffre d'affaires généré par HPR.

Impôts, taxes et versements assimilés

Ils comprennent principalement les impôts fonciers et les impôts autres que l'impôt sur les résultats, y compris l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) et la cotisation foncière des entreprises (CFE) en France.

Amortissements et provisions opérationnels courants

Le Groupe comptabilise les charges d'amortissement des immobilisations à partir de la mise en service du projet, sur la durée d'utilité prévue de l'actif. Se reporter à la Note 2.h aux États Financiers Annuels. Ces charges sont principalement liées à la taille du portefeuille d'installations du Groupe et ont augmenté suivant la croissance de la base d'actifs.

Les durées d'amortissement sont basées sur la durée d'utilité des actifs estimée par le Groupe. En ce qui concerne les installations de production, le Groupe considère généralement une durée de vie utile de 25 ans, à moins que les circonstances ne suggèrent que la poursuite de l'exploitation après la durée initiale du contrat de vente d'électricité soit improbable. Dans ses états financiers établis avant le 31 décembre 2017, le Groupe évaluait généralement la durée d'utilité de ses installations de production sur la durée du contrat de vente d'électricité. A partir de ses états financiers pour l'année 2017, en s'adaptant aux évolutions du marché rendant possible les ventes d'électricité postérieurement au contrat de vente d'électricité, et en s'appuyant sur des notes techniques d'experts indépendants, le Groupe a prolongé ses estimations de la durée d'utilité pour les installations dont l'exploitation irait au-delà de la durée initiale du contrat de vente d'électricité. L'allongement des durées moyennes d'amortissement s'est traduit par une baisse des charges d'amortissement des projets existants en 2017 par rapport aux périodes précédentes. Cette baisse a en partie contrebalancé l'augmentation globale des charges d'amortissements et provisions opérationnels résultant de la croissance continue du portefeuille de projets du Groupe. Ce changement a entraîné une diminution de 11,3 millions d'euros de charges d'amortissement et une augmentation de 3,0 millions d'euros des impôts sur le résultat et a donc eu un impact positif net de 8,3 millions d'euros sur le résultat net du Groupe en 2017 (se référer à la Note 2.b aux États Financiers Annuels). Les états financiers pour le premier semestre 2017 n'ont pas été retraités pour prendre en compte ce changement d'estimations. Au cours du premier semestre 2018, ce changement a entraîné une diminution de 6,9 millions d'euros de charges d'amortissement et une augmentation de 1,9 million d'euros d'impôts sur le résultat et a donc eu un impact positif net de 5,0 millions d'euros sur le résultat net du Groupe au premier semestre 2018 (se référer à la Note 3.b aux États Financiers Semestriels).

Autres produits et charges opérationnels courants

Les autres produits et charges opérationnels courants concernent des éléments tels que l'amortissement des subventions d'investissement et les compensations pour pertes de revenus dues à des retards dans l'exécution de projets. Par exemple, en 2017 et au premier semestre 2018, cette rubrique comprenait 6,0 millions d'euros et 8,1 millions d'euros, respectivement, de compensations pour pertes de revenus suite au retard de mise en service des parcs solaires de Parkes, Griffith et Dubbo en Australie. Les subventions d'investissement reçues dans le cadre de projets sont amorties linéairement sur la base de la durée de vie du projet. À ce jour, elles concernent essentiellement les subventions d'investissement reçues dans le cadre des projets solaires DeGrussa, Parkes, Griffith et Dubbo.

9.1.1.3 Produits et charges opérationnels non courants

En plus de ses charges opérationnelles courantes, le Groupe enregistre également des produits et charges opérationnels qualifiés de non courants. Le résultat opérationnel du Groupe est calculé en soustrayant ces produits et charges de son résultat opérationnel courant. Ils comprennent les éléments suivants :

Amortissements et provisions opérationnels non courants et dépréciation des frais de développement activés

Le Groupe évalue mensuellement la viabilité de son portefeuille de projets pour lesquels des frais de développement activés ont été comptabilisés. Si le Groupe abandonne un projet, les charges sont enregistrées en « frais de développement antérieurs » et sont comptabilisées comme autres produits et charges opérationnels non courants sur la période. Lorsque la probabilité de succès d'un projet diminue et amène le Groupe à réduire la valeur des immobilisations incorporelles liées au développement, cette réduction de valeur est comptabilisée dans le poste « amortissements et provisions opérationnels non courants ».

Cessions

Les produits et charges opérationnels non courants du Groupe comprennent également les bénéfices et pertes sur cessions d'actifs. Se référer à « *Modification du périmètre de consolidation* » ci-dessous. En

2016, ce poste reflète principalement la cession de trois projets solaires sur toiture en France, de la participation du Groupe dans la centrale biomasse d'Alizay et de la participation du Groupe dans Neoen Marine, une société spécialisée dans le développement de projets éoliens *offshore*. En 2016, ce poste comprend également l'impact de la reconnaissance de la juste valeur de la participation du Groupe dans Seixal suite au changement de la méthode de consolidation passant de l'intégration globale à la mise en équivalence (voir ci-dessous). En 2015, le poste a principalement reflété le produit de la cession de plusieurs centrales solaires sur toiture.

Autres produits et charges opérationnels non courants

Les autres produits et charges opérationnels non courants comprennent des éléments tels que les pénalités payées au Groupe par les entreprises de construction ou par le Groupe à ses clients. Ce poste comprend également d'autres charges telles que les charges de restructuration de 2,1 millions d'euros enregistrées en 2015 consécutives à l'acquisition et l'intégration de Juwi solar.

9.1.1.4 Résultat financier

Le résultat financier du Groupe reflète principalement le coût de l'endettement financier sans recours contracté par les sociétés de projets ou holdings de projets pour la construction des installations de production d'électricité. L'activité et la stratégie de croissance du Groupe sont sensibles à la disponibilité, au coût et aux autres conditions de financement de projet. Le coût de l'endettement financier est essentiellement fonction de l'encours d'endettement et des taux d'intérêt moyens. Ces derniers dépendent des taux en vigueur sur le marché géographique où le projet est situé, de la structure de la dette et d'autres facteurs. Le résultat financier comprend également des intérêts facturés par la société Impala au titre des garanties qu'elle apporte au Groupe, notamment dans le cadre de financements *corporate*. Les charges financières nettes du Groupe ont augmenté de manière significative à mesure que l'encours de sa dette a augmenté. Le résultat financier s'élève respectivement à des charges de 40,4 millions d'euros, 27,3 millions d'euros et 14,6 millions d'euros en 2017, 2016 et 2015 et à 35,9 millions d'euros et 15,2 millions d'euros, respectivement aux premiers semestres 2018 et 2017. Ces résultats reflètent essentiellement une augmentation des financements de projets servant à financer la construction d'installations de nouvelle génération. L'encours total de l'endettement financier a augmenté pour passer de 473,4 millions d'euros à la fin 2015, à 824,3 millions d'euros à la fin 2016 à 1.403,2 à la fin 2017 (1.399,2 millions après retraitement lié à l'application de la norme IFRS 9) et à 1.640,2 millions d'euros au 30 juin 2018. Les charges financières nettes reflètent également l'évaluation à la valeur de marché des couvertures de taux d'intérêt dans la mesure où elles ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture selon les règles comptables applicables ou correspondent à la partie couverte par le taux d'intérêt affectant le résultat de l'exercice.

9.1.1.5 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, notamment l'évolution des taux d'imposition dans les différentes juridictions dans lesquelles le Groupe opère, l'étendue des charges non déductibles et le montant des résultats réalisés par les filiales ayant des reports de pertes d'exploitation significatifs. Par exemple, en 2015, l'utilisation de reports de pertes d'exploitation non activées a eu une incidence favorable sur le taux d'imposition du Groupe. En outre, des facteurs tels que la répartition géographique des bénéficiaires, les modifications des taux d'imposition affectant la valeur comptable des impôts différés et les résultats de diverses stratégies fiscales mondiales peuvent également avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif du Groupe pour une période donnée. En 2016 et 2017, par exemple, la baisse des taux d'imposition français

a conduit le Groupe à corriger la valeur comptable des impôts différés générés par les projets français. Pour plus d'informations sur les facteurs affectant la charge d'impôt en 2017, 2016 et en 2015, se référer à la Note 8 aux États Financiers Annuels.

9.1.1.6 Activités non poursuivies

Conformément à la norme IFRS 5, le résultat net provenant d'activités non poursuivies (une composante d'une entité qui a été cédée ou classée comme détenue en vue de la vente et qui représente une ligne d'activité ou une région géographique principale et distincte) est présenté sur une ligne distincte « résultat net des activités non poursuivies » dans le compte de résultat. Ces activités comprennent les activités de GenSun (vendue en février 2017) décrites ci-dessous.

9.1.2 Facteurs affectant la comparabilité des résultats d'exploitation

Modification du Périmètre de Consolidation

Cessions

- *Vente de GenSun.* En février 2017, le Groupe a cédé sa participation dans GenSun, une société spécialisée dans la conception, construction et maintenance d'installations photovoltaïques, comptabilisant une plus-value de 1,8 million d'euros. Comme décrit ci-dessus, conformément à la norme IFRS 5, les activités de GenSun sont présentées dans le compte de résultat du Groupe au titre du résultat net de l'exercice des activités non poursuivies. Avant de prendre la décision de céder GenSun, le Groupe comptabilisait les activités de GenSun dans un secteur distinct appelé le secteur « Industriel ».
- *Cession d'installations de production non-stratégiques et de projets en développement.* En 2015 et 2016, le Groupe a cédé un certain nombre de projets non-stratégiques. En 2016, ces cessions ont porté sur trois projets solaires sur toiture de petite taille en France, la participation du Groupe dans la centrale biomasse d'Alizay et la participation du Groupe dans Neoen Marine, une société spécialisée dans le développement de projets éoliens *offshore*. En 2015, le Groupe a cédé sa participation dans deux projets solaires sur toiture de petite envergure en France.

Acquisitions. Le Groupe a acquis plusieurs filiales au cours de la période 2015-2017. Pour plus d'informations sur les investissements du Groupe, se référer à la Section 5.2 « *Investissements* » du présent document de base.

Changement de la méthode de consolidation concernant le parc solaire de Seixal au Portugal

En septembre 2016, le Groupe a commencé à comptabiliser sa participation dans le parc solaire de Seixal au Portugal selon la méthode de mise en équivalence à la suite de changements dans la structure actionnariale de Seixal qui a entraîné la perte du contrôle du Groupe sur l'entité. Dans le cadre de la déconsolidation, le Groupe a comptabilisé dans son compte de résultat, une augmentation de 5,9 millions d'euros liée à la réévaluation de sa participation à sa juste valeur.

9.1.3 Première application des normes IFRS 9, 15 et 16

Les Etats Financiers Semestriels reflètent la première application de trois nouvelles normes IFRS à partir du 1^{er} janvier 2018:

- *IFRS 9 « Instruments Financiers ».* La norme IFRS 9 « Instruments financiers » est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2018 et remplace notamment la norme précédente IAS 39 « Instruments financiers ». La Note 3 aux Etats Financiers Semestriels décrit les principaux points affectés par cette transition. Dans le cadre de la première application de la norme IFRS 9, le Groupe a retraité de façon rétrospective la comptabilisation d'une renégociation de dette intervenue en décembre

2017. Cette renégociation a été qualifiée de modification de dette au sens de la norme IAS 39 (modifications non substantielles). Suite aux clarifications apportées dans les « *basis for conclusions* » de la norme 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. Le retraitement a donné lieu à la modification de l'information comparative au 31 décembre 2017, avec pour effets principaux la réduction du montant de l'endettement financier du Groupe au 31 décembre 2017 de 4,0 millions d'euros et la reconnaissance d'un produit financier de 4,0 millions d'euros, ayant pour conséquence une augmentation du résultat de l'exercice de 3,0 millions d'euros, après impôts. A part ce retraitement, le Groupe applique IFRS 9 à partir du 1^{er} janvier de façon rétrospective avec un rattrapage cumulatif des impacts sur les capitaux propres à la date de l'application et sans retraitement de l'information comparative.

- *IFRS 15 « Produits des activités ordinaires »*. La norme IFRS 15 s'applique pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2018. Elle remplace notamment la norme précédente IAS 18 « Produits des activités ordinaires ». La norme IFRS 15 n'a pas eu d'impact sur la comptabilisation du chiffre d'affaires du Groupe. Le Groupe applique la norme IFRS 15 depuis le 1^{er} janvier 2018 et a réalisé la transition selon la méthode rétrospective simplifiée, sans retraitement de l'information comparative. Aucun impact n'a été constaté sur les capitaux propres d'ouverture.
- *IFRS 16 « Contrats de location »*. Le Groupe a appliqué la norme IFRS 16 « Contrats de location » avec une date d'application initiale au 1^{er} janvier 2018. Cette norme remplace la norme IAS 17 et ses interprétations et conduit à comptabiliser au bilan la plupart des contrats de location selon un modèle unique, sous la forme d'un droit d'utilisation de l'actif et d'une dette de location. Le Groupe a appliqué la nouvelle norme en utilisant l'approche rétrospective simplifiée. Selon cette méthode, la période comparative n'est pas retraitée et reste présentée selon la précédente norme IAS 17. 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^{er} janvier 2018. Le Groupe a reconnu 74,5 millions d'euros de dettes locatives à la date de première application au 1^{er} janvier 2018. Le montant des dettes locatives était de 77,5 millions d'euros au 30 juin 2018. Au premier semestre 2018, le Groupe a reconnu, au titre de la norme IFRS 16, 1,3 million d'euros de charges d'amortissements et dépréciation des droits d'utilisation et 0,5 million d'euros d'intérêts des dettes locatives. Voir la note 3 aux Etats Financiers Semestriels.

9.1.4 Présentation sectorielle

Vue d'ensemble

Conformément à la norme IFRS 8, le Groupe présente son information sectorielle sur la base de l'information financière présentée à la direction du Groupe dans son *reporting* interne. Les états financiers du Groupe comprennent actuellement quatre secteurs opérationnels.

- *Secteur éolien*. Le secteur éolien du Groupe comprend les activités liées à l'exploitation des installations de production éoliennes du Groupe. Le chiffre d'affaires de ce secteur opérationnel comprend le chiffre d'affaires de la vente de l'électricité produite par les installations éoliennes ainsi que de la vente de certificats d'énergie renouvelable générés par la production d'électricité à partir des installations éoliennes. Le chiffre d'affaires du secteur éolien comprend également la vente de l'énergie stockée par les batteries connectées aux projets éoliens tels qu'Hornsedale, ainsi que la vente de services de mise à disposition de capacité de stockage de ces batteries.
- *Secteur solaire*. Le secteur solaire du Groupe comprend les activités liées à l'exploitation des installations de production photovoltaïques du Groupe. Le chiffre d'affaires de ce secteur comprend le chiffre d'affaires de la vente d'électricité produite par les installations photovoltaïques ainsi que des ventes de certificats d'énergie renouvelable générés par la

production d'électricité à partir d'installations photovoltaïques et des charges locatives et administratives et des autres services facturés aux sociétés de projets qui ne sont pas intégralement consolidées. Le chiffre d'affaires du secteur solaire comprend également la vente de l'énergie stockée par les batteries connectées aux projets photovoltaïques tels que DeGrussa.

- *Secteur biomasse.* Le secteur biomasse du Groupe comprend les activités liées à l'exploitation de la centrale biomasse de Commentry (BEC). Le chiffre d'affaires de ce secteur correspond au chiffre d'affaires des ventes d'électricité et de vapeur provenant de la centrale biomasse de Commentry (BEC).
- *Développement & Investissements.* Le secteur développement & investissements du Groupe comprend les activités liées au développement, à la construction et à la gestion régulière des projets. 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 entités qui ne sont pas consolidées par intégration globale par le Groupe. Le chiffre d'affaires du secteur développement & investissements dépend principalement du nombre de projets en cours pendant une période donnée, de la taille des projets et du prix moyen de développement et de construction par MW à construire.

En plus des secteurs mentionnés ci-dessus, pour les exercices antérieurs à 2017, les comptes du Groupe comprenaient un secteur « Industriel » regroupant les services fournis par GenSun aux entités du Groupe. Toutes ces opérations ont été neutralisées dans le cadre de la consolidation.

Facteurs ayant une incidence significative sur la rentabilité d'un secteur opérationnel

Vue d'ensemble. Le Groupe évalue la performance de chacun de ses secteurs opérationnels dans le cadre de son reporting interne sur la base de l'EBITDA courant du secteur concerné. L'EBITDA courant sectoriel est défini comme le résultat opérationnel courant du secteur avant comptabilisation des amortissements et provisions sectoriels courants. L'EBITDA courant global du Groupe est fonction des marges d'EBITDA courant de ses différents secteurs et de leur poids relatif, après neutralisation des opérations intragroupes.

Incidence du chiffre d'affaires réalisé avant achèvement de la construction sur la marge d'EBITDA courant. Lorsqu'un projet éolien comporte plusieurs aérogénérateurs individuels, le projet peut commencer à produire de l'électricité avant l'achèvement complet de la construction du projet. Étant donné que les coûts, résultant notamment de l'exécution des contrats O&M, ne commencent généralement pas à courir tant que la construction n'est pas achevée, le chiffre d'affaires généré pendant la phase de construction est généralement peu affecté par des charges. En conséquence la marge d'EBITDA courant est plus élevée que le taux constaté une fois que le projet est pleinement opérationnel. En 2016, la marge d'EBITDA courant du secteur éolien en Australie a bénéficié de cet effet. En effet la majeure partie du chiffre d'affaires initial d'Hornsdale 1 a été réalisée avec relativement peu de charges compensant les produits. En 2017, une fois la construction achevée et l'exploitation débutée en application des contrats de vente d'électricité, la marge d'EBITDA courant d'Hornsdale 1 a diminué de manière significative pour atteindre les niveaux de rentabilité standards.

Incidence des autres produits opérationnels courants sur la marge d'EBITDA courant. Certains facteurs, tels que les subventions d'investissement et les indemnités reçues pour compenser les pertes de chiffre d'affaires liées aux retards dans la livraison de certains projets, sont comptabilisés parmi les « autres produits opérationnels courants » et non en chiffre d'affaires. L'existence de tels produits opérationnels courants a une incidence significative sur les marges d'EBITDA courant, car ces produits, n'étant pas comptabilisés en chiffre d'affaires, ne sont pas inclus dans le dénominateur pour le calcul de la marge d'EBITDA courant.

9.1.5 Saisonnalité

Comme indiqué ci-dessus, les installations de production photovoltaïques et éoliennes du Groupe sont affectées par les variations des saisons, en ce qui concerne les niveaux d'ensoleillement et de vent. Par exemple, les installations de production photovoltaïques du Groupe génèrent généralement moins d'électricité pendant les mois d'hiver, alors que les installations de production éoliennes bénéficient de conditions de vent plus favorables pendant les mois d'hiver.

9.1.6 Variations des taux de change

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 4.3.2 « *Risques de change* » du présent document de base.

9.2 RESULTATS DES OPERATIONS

9.2.1 Résultats des opérations pour les semestres clos les 30 juin 2018 et 2017

9.2.1.1 Chiffre d'affaires

Le tableau ci-dessous présente la répartition du chiffre d'affaires du Groupe pour les périodes indiquées.

	Semestre clos le 30 juin		
	2018	2017	Variation %
	(en millions d'euros)		
Production d'électricité photovoltaïque.....	28,3	25,6	10,3%
Production d'électricité éolienne ...	36,5	20,1	81,0%
Production d'électricité et de vapeur biomasse.....	10,8	0,6	1 624,6%
Stockage d'énergie.....	6,7	0,0	n,s,
Vente d'énergies	82,3	46,4	77,2%
Certificats verts	16,9	6,9	146,9%
Developpement et autres services	2,6	1,1	127,4%
Total du chiffre d'affaires	101,7	54,4	87,0%

Le chiffre d'affaires consolidé a augmenté de 47,3 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, soit une hausse de 87,0%, pour atteindre 101,7 millions d'euros, soutenu par la hausse du chiffre d'affaires généré par la vente d'énergies et du chiffre d'affaires lié aux certificats verts (*green certificates*).

Vente d'énergies

Le chiffre d'affaires de vente d'énergies a augmenté de 35,9 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, soit une hausse de 77,2%, pour atteindre 82,3 millions d'euros. La croissance a été soutenue principalement par la hausse du chiffre d'affaires de production d'électricité éolienne et biomasse, et dans une moindre mesure, par le lancement des activités de stockage et la hausse du chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque.

- *Chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque.* Le chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque a augmenté de 2,6 millions d'euros pour atteindre 28,3 millions d'euros au premier semestre 2018, soit une hausse de 10,3% par rapport au premier semestre 2017. Cette hausse traduit principalement une production d'électricité plus élevée, avec une augmentation de 39,6% par rapport au premier semestre 2017. Les prix moyens par MWh ont diminué de 21,0%, reflétant l'érosion des prix moyens des contrats de vente d'électricité conclus pour les nouveaux projets du Groupe conformément aux tendances générales du marché.

L'augmentation de la production s'explique principalement par :

- l'effet d'un semestre complet d'exploitation au premier semestre 2018 du parc solaire de Providencia au Salvador (101MW)(+3,6 millions d'euros), entré en opération en avril 2017 et de l'augmentation de la production du parc solaire DeGrussa (17 MW) (+0,9 million

d'euros) en Australie qui a bénéficié de six mois de production au premier semestre 2018 après avoir été mise hors tension pendant la majeure partie du premier trimestre 2017. Pour plus d'informations, se référer à la Section 20.4 « *Procédures judiciaires et d'arbitrage – Contentieux concernant la centrale photovoltaïque de DeGrussa (Australie)* » du présent document de base ; et

- l'effet de la mise en service de nouvelles installations de production au premier semestre 2018 (+0,8 million d'euros), dont les installations Parkes (66MW) et Griffith (36MW), entrées en exploitation en avril 2018 et Dubbo (29MW) entrée en opération en juin 2018.

L'augmentation de la production liée à l'entrée en exploitation de nouvelles installations a compensé une baisse de la production en zone EMEA due principalement à une disponibilité des ressources solaires moindre au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017. Cette baisse a contribué à une réduction du ratio de production réelle par rapport aux objectifs de production pour le secteur solaire, qui est passé de 102,5% au premier semestre 2017 à 95,4% au premier semestre 2018 principalement en raison d'une irradiation relativement faible au premier semestre 2018.

- *Chiffre d'affaires de production d'électricité éolienne.* Le chiffre d'affaires de production d'électricité éolienne a augmenté de 16,3 millions d'euros pour atteindre 36,5 millions d'euros au premier semestre 2018, soit une hausse de 81,0% par rapport au premier semestre 2017. Cette hausse s'explique principalement par une production d'électricité plus importante, avec une augmentation de 102,1% par rapport au premier semestre 2017. Les prix moyens par MWh ont diminué de 10,4%. Cette baisse s'explique principalement par un effet *mix* lié à la croissance de la production éolienne en Australie, où les prix moyens par MWh sont moins élevés que dans la zone EMEA.

L'augmentation du chiffre d'affaires est principalement soutenue par les facteurs suivants :

- L'augmentation de la production au premier semestre 2018 des installations éoliennes mises en service en 2017 en particulier des parcs éoliens Hornsdale 2 (102 MW) (+2,2 millions d'euros) et Hornsdale 3 (112 MW) (+7,4 millions d'euros) en Australie (qui sont pleinement entrés en service en juin et décembre 2017 respectivement, mais qui ont commencé à générer du chiffre d'affaires à compter de mars et août 2017, respectivement) et, dans une moindre mesure, du chiffre d'affaires produits au premier semestre 2018 des installations mises en service en 2017 dont Vallée aux Grillons (11 MW) et L'Osière (14 MW) en France (+2,8 millions d'euros) (entrées en service en juin et juillet 2017, respectivement) ainsi que la production de parcs entrés en service en France en 2018 (+1,3 millions d'euros) dont Champs d'Amour (9MW) et Pays Chaumontais (14 MW), entrés en service en janvier 2018 et avril 2018, respectivement.

L'augmentation de la production a été accompagnée par une amélioration du ratio de production réelle par rapport aux objectifs de production pour le secteur éolien, qui est passé de 80,4% au premier semestre 2017 à 97,5% au premier semestre 2018. Cette amélioration s'explique principalement par une augmentation des ressources en vent par rapport au premier semestre 2017.

- *Chiffre d'affaires de production d'électricité et de vapeur biomasse.* Le chiffre d'affaires de production d'énergie biomasse a augmenté de 10,2 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, pour atteindre 10,8 millions d'euros au premier semestre 2018. La hausse de la production s'explique par la remise en service de la centrale biomasse de Commentry (14,9 MW) qui a commencé à fonctionner à plein régime à partir de novembre 2017 pour produire de l'électricité et de la vapeur, après un arrêt complet afin de mener des réparations pendant les cinq premiers mois de 2017, qui a entraîné une forte baisse de la production au premier semestre 2017.

- *Chiffre d'affaires de vente d'électricité – stockage.* Le chiffre d'affaires lié à la vente d'électricité stockée s'élève à 6,7 millions d'euros au premier semestre 2018, reflétant la vente d'électricité par le projet Hornsdale Power Reserve (100 MW) (mis en service en décembre 2017).

Autres produits

Les autres produits comptabilisés en chiffre d'affaires s'élèvent à 19,5 millions d'euros au premier semestre 2018, soit une augmentation totale de 11,5 millions d'euros, ou 144,1%, par rapport au premier semestre 2017, ce qui s'explique par :

- une augmentation de 10,1 millions d'euros, soit une hausse de 146,9%, du chiffre d'affaires lié à la vente de certificats verts (*green certificates*) pour atteindre 16,9 millions d'euros au premier semestre 2018. Cette augmentation reflète principalement l'impact d'un semestre complet d'activité des parcs éoliens Hornsdale 2 et 3 au premier semestre 2018, et dans une moindre mesure, les certificats verts produits au premier semestre 2018 par les projets photovoltaïques DeGrussa, Parkes, Griffith et Dubbo ;
- une augmentation du chiffre d'affaires lié aux services de développement et autres services pour un montant de 1,4 million d'euros. L'augmentation provient principalement de la vente de services de mise à disposition des capacités de stockage liés au projet Hornsdale Power Reserve (1,4 million d'euros).

9.2.1.2 Produits opérationnels courants et charges opérationnelles courantes

Le tableau ci-dessous présente les charges opérationnelles courantes et le résultat opérationnel courant du Groupe, en valeur absolue et en pourcentage du chiffre d'affaires, pour les périodes indiquées.

	Semestre clos le 30 juin				Variation %
	2018		2017		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Achats de marchandises et variation de stocks.....	4,4	4,3%	0,7	1,3%	531,2%
Charges externes et de personnel	24,7	24,2%	14,5	26,6%	70,2%
Impôts, taxes et versements assimilés.....	3,4	3,3%	2,7	4,9%	26,3%
Quote-part du résultat des entreprises associées	(0,4)	(0,3)%	(0,2)	(0,4)%	65,6%
Autres produits et charges opérationnels courants	(10,0)	(9,8)%	(1,9)	(3,4)%	435,2%
Amortissements et provisions opérationnels courants	30,4	29,9%	22,8	41,8%	33,8%
Total des charges opérationnelles courantes.....	52,6	51,7%	38,6	71,0%	36,3%
Résultat opérationnel courant	49,2	48,4%	15,9	29,2%	210,2%

Achats de marchandises et variation de stocks

Les achats de marchandises et la variation des stocks ont augmenté de 3,7 millions d'euros, soit une hausse de 531,2% au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, pour atteindre 4,4 millions d'euros au premier semestre 2018. L'augmentation s'explique principalement par la hausse des achats de bois pour la centrale biomasse de Commentry, reflétant la remise en service de l'installation.

Charges externes et de personnel

Le tableau ci-dessous présente la répartition des charges externes et de personnel pour les périodes indiquées.

	Semestres clos le 30 juin				Variation %
	2018		2017		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Entretiens et réparations	6,4	6,3%	4,3	8,0%	48,8%
Autres charges externes	13,2	13,0%	8,3	15,2%	59,0%
Salaires et charges	5,2	5,1%	1,9	3,5%	174,3%
Total des charges externes et de personnel	24,7	24,2%	14,5	26,6%	70,2%

Les charges externes et de personnel ont augmenté de 10,2 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, soit une hausse de 70,2%, pour atteindre 24,7 millions d'euros au premier semestre 2018 et passer de 26,6% à 24,2% du chiffre d'affaires, ce qui s'explique principalement par :

- une augmentation des coûts d'entretien et de réparation de 2,1 millions d'euros, ou 48,8%. En pourcentage du chiffre d'affaires, les coûts d'entretien et de réparation sont passés de 8,0% du chiffre d'affaires au premier semestre 2017 à 6,3% au premier semestre 2018. La baisse des coûts d'entretien et de réparation en pourcentage du chiffre d'affaires reflète principalement les coûts engagés pour la centrale biomasse de Commentry au premier semestre 2017 qui n'ont pas pu être compensés par le chiffre d'affaires de l'installation en raison de l'arrêt de la centrale.
- une augmentation des autres charges externes de 4,9 millions d'euros, soit une hausse de 59,0%, résultant principalement de la mise en service de nouvelles unités de production, notamment de la centrale éolienne de Hornsdale 3 et du parc de stockage Hornsdale Power Reserve (+2,2 millions d'euros), ainsi que l'impact d'un semestre complet de charges externes liées à la centrale solaire Providencia et la centrale éolienne Hornsdale 2 (+1,0 million d'euros). L'augmentation est également liée à des coûts de conseil accrus sur la période dans le cadre de l'amélioration des systèmes et procédures de l'organisation financière. L'application de la norme IFRS 16 a généré une baisse des charges externes pour un montant de 1,6 million d'euros au premier semestre 2018, permettant d'atténuer en partie l'augmentation globale des charges externes sur la période. En pourcentage du chiffre d'affaires, les autres charges externes ont diminué, pour passer de 15,2% du chiffre d'affaires au premier semestre 2017 à 13,0% au premier semestre 2018.
- une augmentation des salaires et charges de 3,3 millions d'euros, soit une hausse de 174,3%, résultant principalement d'une hausse de 23% du nombre de salariés équivalents temps plein et

d'un pourcentage plus faible de capitalisation des salaires et charges en frais de développement, par rapport au premier semestre 2017. En pourcentage du chiffre d'affaires, les salaires et charges sont passés de 3,5% du chiffre d'affaires au premier semestre 2017 à 5,1% au premier semestre 2018.

Impôts, taxes et versements assimilés

Les impôts, taxes et versements assimilés ont augmenté de 0,7 million d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, soit une hausse de 26,3%, pour atteindre 3,4 millions d'euros au premier semestre 2018, ce qui s'explique principalement par la mise en service des centrales Vallée aux Grillons et l'Osière en 2017 et qui sont redevables pour la première fois au premier semestre 2018 de plusieurs taxes. En pourcentage du chiffre d'affaires, les impôts, taxes et versements assimilés ont diminué, pour passer de 4,9% du chiffre d'affaires au premier semestre 2017 à 3,3% au premier semestre 2018, ce qui s'explique principalement par la proportion accrue du chiffre d'affaires du Groupe généré en Australie, où ces charges sont moins élevées.

Autres produits et charges opérationnels courants

Les autres produits et charges opérationnels courants se sont élevés à un produit de 10,0 millions d'euros au premier semestre 2018, contre 1,9 million d'euros au premier semestre 2017. Le montant au premier semestre 2018 s'explique principalement par des 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 MW), Griffith (36 MW) et Dubbo (29 MW), en Australie, à hauteur de 8,1 millions d'euros. Il reflète également l'amortissement des subventions d'investissement consenties au Groupe (pour 1,4 million d'euros au premier semestre 2018, par rapport à 1,4 million d'euros au premier semestre 2017) dans le cadre des projets photovoltaïques DeGrussa, Parkes, Griffith et Dubbo.

Amortissements et provisions opérationnels courants

Les amortissements et provisions opérationnels courants ont augmenté de 7,7 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, soit une hausse de 33,8%, pour atteindre 30,4 millions d'euros au premier semestre 2018. L'augmentation provient essentiellement des centrales mises en services intervenues depuis 2017 (pour 11,0 millions d'euros) ainsi que des amortissements effectués dans le cadre de l'application de la norme IFRS 16 (pour 1,3 million d'euros). Ces éléments ont été partiellement compensés par l'impact du passage de l'amortissement des actifs de production à 25 ans (pour 6,9 millions d'euros au premier semestre 2018). En pourcentage du chiffre d'affaires, les amortissements et provisions opérationnels courants ont diminué, pour s'élever à 29,9% du chiffre d'affaires au premier semestre 2018 contre 41,8% au premier semestre 2017. Cette baisse significative en pourcentage du chiffre d'affaires s'explique principalement par la forte croissance du chiffre d'affaires, par rapport à une hausse plus modérée des amortissements et provisions.

Résultat opérationnel courant

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat opérationnel courant a augmenté de 33,3 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017 pour atteindre 49,2 millions d'euros au premier semestre 2018, soit une hausse de 210,2%. En pourcentage du chiffre d'affaires, le résultat opérationnel courant a augmenté, passant de 29,2% du chiffre d'affaires au premier semestre 2017 à 48,4% au premier semestre 2018, les charges d'exploitation ayant augmenté plus lentement que le chiffre d'affaires.

Autres produits et charges opérationnels non courants

Le tableau ci-dessous présente la répartition des autres produits et charges opérationnels non-courants du Groupe pour les périodes indiquées.

Semestre clos le 30 juin

	2018		2017		Variation %
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Frais de développement antérieurs	(0,9)	(0,9)%	(2,0)	(3,8)%	(57,2)%
Résultat des cessions d'actifs	0,0	0,0%	1,7	3,1%	(99,8)%
Autres éléments non récurrents...	(0,2)	(0,2)%	(1,8)	(3,3)%	(159,0)%
Total des autres produits et charges opérationnels non courants.....	(1,1)	(1,1)%	(2,2)	(4,0)%	(109,2)%

Les autres produits et charges opérationnels non courants se sont soldés par une charge nette de 1,1 million d'euros au premier semestre 2018, en comparaison d'une charge nette de 2,2 millions d'euros comptabilisée au premier semestre 2017. Cette évolution s'explique par :

- une diminution des abandons des frais de développement antérieurs, qui se sont élevés à 0,9 million d'euros au premier semestre 2018, contre 2,0 millions d'euros au premier semestre 2017;
- l'absence de cessions significatives au premier semestre 2018, par rapport au premier semestre 2017, au cours duquel le Groupe a cédé GenSun (en février 2017) ; et
- une diminution des autres éléments non récurrents, qui s'est traduite par la comptabilisation d'une charge nette égale à 0,2 million d'euros au premier semestre 2018, par rapport à une charge nette égale à 1,8 million d'euros au premier semestre 2017. La charge au premier semestre 2017 était composée principalement des pénalités facturées au Groupe par Adisseo, acquéreur de la vapeur d'eau produite par la centrale biomasse de Commentry en raison des difficultés rencontrées par cette installation.

Amortissements et provisions opérationnels non-courants

Les amortissements et les provisions opérationnels non-courants se sont soldés par une reprise nette de 0,1 million d'euros au premier semestre 2018 par rapport à une reprise nette de 1,8 million d'euros au premier semestre 2017.

Résultat opérationnel

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat opérationnel du Groupe a augmenté de 32,8 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, soit une hausse de 212,6%, passant de 15,4 millions d'euros au premier semestre 2017 à 48,3 millions d'euros au premier semestre 2018.

Coût de l'endettement financier et autres produits et charges financiers

Le tableau ci-dessous présente le coût de l'endettement financier du Groupe ainsi que ses autres produits et charges financiers pour les périodes indiquées.

	Semestre clos le 30 juin		
	2018	2017	
	millions d'euros	millions d'euros	Variation %
Coût de l'endettement financier	(30,0)	(15,9)	88,5%
Autres produits et charges financiers	(6,0)	0,7	n,s,
Résultat financier	(35,9)	(15,2)	136,7%

Le solde négatif du résultat financier a augmenté, pour passer de -15,2 millions d'euros au premier semestre 2017 à -35,9 millions d'euros au premier semestre 2018, principalement en raison de l'augmentation du coût de l'endettement financier.

- Le coût de l'endettement financier a augmenté pour passer de 15,9 millions d'euros au premier semestre 2017 à 30,0 millions d'euros au premier semestre 2018, ce qui s'explique principalement par la hausse de l'encours moyen d'endettement sur la période portée par l'augmentation du nombre de projets en construction ou opération (et donc étant financés). 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. Le coût de l'endettement financier au premier semestre 2018 est composé de charges d'intérêts liées au financement des actifs de production (26,9 millions d'euros), aux emprunts *corporate* (0,9 million d'euros), aux instruments financiers (1,6 million d'euros) et à la charge financière liée à l'application de la norme IFRS 16 (0,5 million d'euros).
- Les autres produits et charges financiers, constitués principalement de frais de garantie et de refinancement, ont passé d'un produit net de 0,7 million d'euros au premier semestre 2017 à une charge nette de 6,0 millions d'euros au premier semestre 2018. L'augmentation des charges au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017 était principalement liée à l'impact des évolutions du taux de change sur les liquidités disponibles (3 millions d'euros) au premier semestre 2018. Par ailleurs, la juste valeur de l'instrument financier lié à l'emprunt Cestas a généré un produit sur le 1^{er} semestre 2017 contre une charge au premier semestre 2018 générant une variation de -1,7 million d'euros entre les deux périodes.

Charge d'impôt

La charge d'impôt a augmenté au premier semestre 2018 pour atteindre 4,1 millions d'euros contre 0,6 million d'euros au premier semestre 2017. Le taux d'imposition effectif du Groupe, calculé en pourcentage du résultat avant impôts du Groupe, s'élève à 32,9% au premier semestre 2018 contre 232,7% au premier semestre 2017. Le taux d'imposition au premier semestre 2018 a varié par rapport au premier semestre 2017 principalement en raison d'un réajustement de l'impôt 2016 pour 0,5 million d'euros intervenu au premier semestre 2017.

Résultat net

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat net de l'ensemble consolidé s'élève à 8,3 millions d'euros au premier semestre 2018 contre une perte de 0,4 million d'euros au premier semestre 2017. Le résultat net (part du Groupe) s'élève à 7,2 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport à 3,5 millions d'euros au premier semestre 2017.

9.2.1.3 Résultats sectoriels

Secteur Éolien

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur éolien pour les périodes indiquées.

	Semestre clos le 30 juin				
	2018		2017		Variation %
millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographique	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographique		
Secteur éolien					
Chiffre d'affaires					
EMEA (France)	14,8	--	8,6	--	72,2%
Australie	45,4	--	18,2	--	149,2%
Chiffre d'affaires total	60,2	--	26,8	--	124,5%
EBITDA courant					
EMEA (France)	11,5	77,5%	6,0	69,7%	91,6%
Australie	39,1	86,2%	14,9	81,7%	162,8%
Total EBITDA courant	50,6	84,1%	20,9	77,9%	142,4%

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur éolien a augmenté de 33,4 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, soit une hausse de 124,5%, pour passer de 26,8 millions d'euros au premier semestre 2017 à 60,2 millions d'euros au premier semestre 2018. La hausse des ventes d'électricité et de certificats verts (*green certificates*) issus de l'exploitation des installations éoliennes a été soutenue par la croissance de la production d'électricité qui a augmenté de 102,1% par rapport au premier semestre 2017. La croissance de la production d'électricité a été accompagnée par une baisse de 16,3% du chiffre d'affaires sectoriel moyen par MWh par rapport au premier semestre 2017. Cette baisse s'explique principalement par un effet *mix* lié à la croissance de production éolienne en Australie, où les tarifs moyens par MWh sont moins élevés que dans la zone EMEA

- Sur l'augmentation totale de 33,4 millions d'euros du chiffre d'affaires sectoriel, 27,2 millions d'euros ont été générés en Australie, où le chiffre d'affaires sectoriel a augmenté de 149,2% pour atteindre 45,4 millions d'euros. L'augmentation s'explique principalement par la hausse de la production, soutenue par l'entrée en service du parc éolien Hornsdale 3 et un semestre complet d'exploitation du parc éolien Hornsdale 2 au premier semestre (contre 3 mois seulement au premier semestre 2017). Le chiffre d'affaires du secteur éolien en Australie s'explique également

par les revenus (8,1 millions de vente d'énergies et de services réseau) générés au premier semestre 2018 par l'installation Hornsdale Power Reserve, dont l'exploitation a débuté en décembre 2017.

- Les 6,2 millions d'euros restants ont été générés dans la zone EMEA, où le chiffre d'affaires sectoriel a augmenté de 72,2% pour atteindre 14,8 millions d'euros. L'augmentation du chiffre d'affaires au premier semestre 2018 s'explique principalement par la hausse de la production résultant des installations entrées en service au deuxième semestre de 2017 (l'Osière) et au premier semestre 2018 (Champs d'Amour, Pays Chaumontais) ainsi que par l'effet d'un semestre complet d'exploitation au premier semestre 2018 de l'installation Vallée de Grillons (mise en service en juin 2017) et une meilleure production des installations déjà en exploitation en France.

EBITDA courant sectoriel. L'EBITDA courant du secteur éolien a augmenté de 29,7 millions d'euros, soit une hausse de 142,4%, pour atteindre 50,6 millions d'euros au premier semestre 2018. Sur les 29,7 millions d'euros d'augmentation de l'EBITDA courant, 24,2 millions d'euros ont été générés en Australie, les 5,5 millions d'euros restants ayant été générés en France. En pourcentage du chiffre d'affaires sectoriel, l'EBITDA courant a augmenté, passant de 77,9% au premier semestre 2017 à 84,1% au premier semestre 2018.

L'augmentation de la marge d'EBITDA courant résulte principalement de l'augmentation des marges d'EBITDA courant en Australie, où elles sont passées de 81,7% au premier semestre 2017 à 86,2% au premier semestre 2018. La hausse des marges d'EBITDA courant en Australie au premier semestre 2018 s'explique principalement par 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 exploitation) en décembre 2017 et l'impact de l'augmentation de la production des installations Hornsdale 2 et 3 au premier semestre 2018 qui bénéficient de contrats de vente d'électricité court-terme avec des prix de vente globaux (électricité + LGCs) moyens plus élevés que ceux du contrat de vente d'électricité long-terme du projet Hornsdale 1. Il reflète également l'impact de l'application de la norme IFRS 16.

Dans la zone EMEA, les marges d'EBITDA courant ont augmenté pour atteindre 77,5% du chiffre d'affaires au premier semestre 2018 contre 69,7% du chiffre d'affaires au premier semestre 2017. L'augmentation en pourcentage du chiffre d'affaires s'explique principalement par une meilleure production sur le premier semestre 2018 alors que les charges d'exploitation sont relativement fixes, et par l'application de la norme IFRS 16.

Secteur solaire

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur solaire pour les périodes indiquées.

	Semestre clos le 30 juin				
	2018		2017		Variation %
millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographique	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographique		
Secteur solaire					
Chiffre d'affaires					
EMEA	18,8	-	21,3	-	(11,4)%
<i>Dont France</i>	15,9	-	17,9	-	(11,2) %
Amériques	8,0	-	4,0	-	99,9%
Australie	3,2	-	0,6	-	403,3%
Chiffre d'affaires total	30,1	-	25,9	-	16,1%
EBITDA courant					
EMEA	15,0	79,6%	16,7	78,8%	(10,4)%
<i>Dont France</i>	12,0	75,5%	13,5	75,4%	(11,1)%
Amériques	5,8	72,5%	3,6	88,4%	64,0%
Australie	12,2	379,0%	1,5	235,9%	708,7%
Total EBITDA courant	33,0	109,7%	21,8	84,3%	51,2%

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur solaire a augmenté de 4,2 millions d'euros, soit une hausse de 16,1%, pour atteindre 30,1 millions d'euros au premier semestre 2018 contre 25,9 millions d'euros au premier semestre 2017. La hausse des ventes d'électricité et de certificats verts (*green certificates*) issus de l'exploitation des installations photovoltaïques a été soutenue par la croissance de la production d'électricité qui a augmenté de 39,6% par rapport au premier semestre 2017, partiellement compensée par une diminution de 16,8% du chiffre d'affaires sectoriel moyen par MWh, en raison de la baisse des prix moyens des contrats de vente d'électricité des projets plus récents, reflétant les tendances de l'industrie.

- Sur l'augmentation de 4,2 millions d'euros du chiffre d'affaires sectoriel, 4,0 millions d'euros ont été générés dans la zone Amériques, ce qui s'explique par un semestre complet au premier semestre 2018 d'exploitation du parc solaire de Providencia au Salvador, mis en service en avril 2017.
- Dans la zone EMEA, le chiffre d'affaires sectoriel a diminué de 2,4 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, ce qui s'explique principalement par une

baisse de production en raison de ressources solaires plus faibles au premier semestre 2018 qu'au premier semestre 2017.

- Le chiffre d'affaires sectoriel en Australie a augmenté de 2,6 millions d'euros, ce qui s'explique principalement par la mise en service de nouvelles installations de production au premier semestre 2018, dont les installations Parkes (66MW) et Griffith (36MW), entrées en exploitation en avril 2018 et Dubbo (29MW) entrée en opération en juin 2018. L'augmentation reflète également une amélioration de la production du parc solaire de DeGrussa (+0,9 million d'euros), qui a produit plus d'électricité au premier semestre 2018 qu'au premier semestre 2017. Le premier semestre 2017 a été affecté par une mise hors-tension du parc solaire de DeGrussa pendant la majeure partie du premier trimestre 2017 à la suite d'une interruption prolongée en raison d'un incident survenu en octobre 2016.

EBITDA courant sectoriel. L'EBITDA courant du secteur solaire a augmenté de 11,2 millions d'euros, soit une hausse de 51,2%, pour atteindre 33,0 millions d'euros au premier semestre 2018. Sur les 11,2 millions d'euros d'augmentation, 2,3 millions d'euros ont été générés sur la zone Amériques et 10,7 millions d'euros en Australie, ce qui a plus que compensé la baisse de 1,8 million d'euros d'EBITDA courant de la zone EMEA. En pourcentage du chiffre d'affaires sectoriel, l'EBITDA courant a augmenté de 84,3% du chiffre d'affaires au premier semestre 2017 à 109,7% au premier semestre 2018. L'augmentation de la marge d'EBITDA courant s'explique principalement par l'EBITDA courant généré en Australie, d'un montant de 12,2 millions d'euros pour un chiffre d'affaires de 3,2 millions d'euros. L'augmentation significative de l'EBITDA courant en Australie s'explique principalement par l'indemnité de 8,1 millions d'euros (comptabilisé en autres produits opérationnels et non en chiffre d'affaires) reçue par le Groupe au premier semestre 2018 compensant la perte de chiffre d'affaires liée aux retards dans la mise en service des projets photovoltaïques de Parkes, Griffith et Dubbo ainsi que l'amortissement de la partie non remboursable des subventions reçues dans le cadre du projet DeGrussa et des projets Parkes, Griffith et Dubbo. En raison de la comptabilisation de ces indemnités et subventions en autres produits opérationnels courants et non en chiffre d'affaires, l'EBITDA courant en Australie est supérieur au chiffre d'affaires sur les deux exercices. En ce qui concerne le secteur solaire dans la zone EMEA, les marges d'EBITDA courant ont augmenté légèrement, pour s'élever à 79,6% du chiffre d'affaires au premier semestre 2018 contre 78,8% au premier semestre 2017. Dans la zone Amériques, la marge d'EBITDA courant a baissé, passant de 88,4% du chiffre d'affaires au premier semestre 2017 à 72,5% au premier semestre 2018, les charges comptabilisées au titre des premiers mois de production du projet Providencia au premier semestre 2017 étant moins élevées que celles du premier semestre 2018, au cours duquel la centrale a été en opération sur un semestre complet.

Secteur Biomasse

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur biomasse pour les périodes indiquées.

	Semestre clos le 30 juin				Variation %
	2018		2017		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	
Secteur biomasse					
Chiffre d'affaires	10,8	--	0,6	--	1624,6%
EBITDA courant	3,8	34,6%	(1,5)	(243,2)%	n,s,

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur biomasse a augmenté de 10,2 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, pour atteindre 10,8 millions d'euros au premier semestre 2018. L'augmentation du chiffre d'affaires résulte d'une hausse de la production d'électricité de 1.236,0% par rapport à l'exercice précédent et le chiffre d'affaires généré par l'activité de production de chaleur, dont l'exploitation a débuté en novembre 2017. La hausse de la production d'électricité s'explique par la remise en service de la centrale biomasse de Commentry qui a commencé à fonctionner à plein régime à partir de novembre 2017 pour produire de l'électricité et de la vapeur. Un arrêt complet afin de mener des réparations pendant les cinq premiers mois de 2017 a entraîné une forte baisse de la production au premier semestre 2017.

EBITDA courant sectoriel. L'EBITDA courant du secteur biomasse a augmenté de 5,3 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, pour atteindre un produit de 3,8 millions d'euros au premier semestre 2018, après avoir enregistré une perte de 1,5 million d'euros au premier semestre 2017. En pourcentage du chiffre d'affaires, l'EBITDA courant au premier semestre 2018 était de 34,6%.

Secteur Développement & Investissement

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur développement & investissement pour les périodes indiquées.

	Semestre clos le 30 juin				Variation %
	2018		2017		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	
Secteur Développement & Investissement					
Chiffre d'affaires	32,3	--	24,5	--	31,7%
EBITDA courant	9,4	29,0%	10,4	42,6%	(10,4)%

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur développement & investissement a augmenté de 7,8 millions d'euros au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017, soit une hausse de 31,7%, pour atteindre 32,3 millions d'euros au premier semestre 2018. L'augmentation du chiffre d'affaires sectoriel s'explique par une accélération du rythme de développement et de construction par rapport à l'exercice précédent.

EBITDA courant sectoriel. Le secteur a comptabilisé un EBITDA courant de 9,4 millions d'euros au premier semestre 2018, après avoir comptabilisé un EBITDA courant de 10,4 millions d'euros au premier semestre 2017. En pourcentage du chiffre d'affaires, l'EBITDA courant était de 29,0% du chiffre d'affaires au premier semestre 2018 et de 42,6% au premier semestre 2017. La baisse de l'EBITDA sectoriel en pourcentage du chiffre d'affaires s'explique principalement par des frais de développement plus élevés liés à certains projets australiens, une augmentation du poids des charges de personnel liées à l'augmentation des effectifs, par des frais de structure plus élevés liés à l'établissement d'une présence dans de nouveaux pays ainsi que des charges externes engagées dans le cadre de l'amélioration des systèmes et procédures de l'organisation financière.

9.2.2 Résultats des opérations pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

9.2.2.1 Chiffre d'affaires

Le tableau ci-dessous présente la répartition du chiffre d'affaires du Groupe pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre		
	2017	2016	Variation %
	(en millions d'euros)		
Production d'électricité photovoltaïque.....	54,3	42,7	27,2%
Production d'électricité éolienne ...	51,4	16,0	221,3%
Production d'électricité et de vapeur biomasse.....	7,6	11,8	(35,6)%
Stockage d'énergie.....	0,5	--	n.s.
Vente d'énergies	113,7	70,5	61,3%
Certificats verts	21,9	8,5	157,6%
Developpement et autres services	3,7	2,4	54,2%
Total du chiffre d'affaires	139,3	81,3	71,3%

Le chiffre d'affaires consolidé a augmenté de 58,0 millions d'euros en 2017, soit une hausse de 71,3%, pour atteindre 139,3 millions d'euros, soutenu par la hausse du chiffre d'affaires généré par la vente d'énergies et du chiffre d'affaires lié aux certificats verts (*green certificates*), à partir des installations de production photovoltaïques et éoliennes du Groupe.

Vente d'énergies

Le chiffre d'affaires de vente d'énergies a augmenté de 43,2 millions d'euros, soit une hausse de 61,3%, pour atteindre 113,7 millions d'euros en 2017, soutenu principalement par la hausse du chiffre d'affaires de production d'électricité éolienne et, dans une moindre mesure, par la hausse du chiffre d'affaires de production d'électricité solaire. La croissance des activités éoliennes et solaires a ainsi plus que compensé la baisse du chiffre d'affaires de production d'énergie biomasse.

- *Chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque.* Le chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque a augmenté de 11,6 millions d'euros pour atteindre 54,3 millions d'euros en 2017, soit une hausse de 27,2% par rapport à 2016. Cette hausse traduit principalement une production d'électricité plus élevée, avec une augmentation de 67,4% par rapport à l'exercice précédent. Les prix moyens par MWh ont diminué de 24,0%, reflétant la diminution des prix moyens des contrats de vente d'électricité conclus pour les nouveaux projets du Groupe conformément aux tendances générales du marché.

L'augmentation de la production s'explique principalement par :

- l'effet de la mise en service de nouvelles installations de production en 2017, dont le parc solaire de Providencia au Salvador (101 MW), entré en exploitation en avril (+11,7 millions d'euros) ; et

- l'effet d'une année complète d'exploitation en 2017 des nouvelles installations de production mises en service en 2016, dont Cap Découverte (31 MW) et Ombrineo (1 MW) en France (+0,9 million d'euros) et DeGrussa (17 MW) en Australie. L'installation DeGrussa a généré un chiffre d'affaires plus important en 2017 (à savoir, +1,1 million d'euros) malgré une mise hors tension pendant la majeure partie du premier trimestre 2017, en raison d'un arrêt prolongé consécutif à un incident survenu en octobre 2016 ayant interrompu l'approvisionnement en électricité de la mine de cuivre alimentée par le projet. Pour plus d'informations, se référer à la Section 20.4 « *Procédures judiciaires et d'arbitrage – Contentieux concernant la centrale photovoltaïque de DeGrussa (Australie)* » du présent document de base.

L'augmentation de la production reflète également une amélioration de la disponibilité des ressources solaires en 2017 par rapport à 2016, qui a contribué à l'amélioration du ratio de production réelle par rapport aux objectifs de production pour le secteur solaire, qui est passé de 97,4% en 2016 à 99,7% en 2017. L'augmentation de la production a plus que compensé l'incidence du passage de la consolidation par intégration globale à la mise en équivalence du projet Seixal, qui a généré en 2016, un chiffre d'affaires de 3,1 millions d'euros avant sa déconsolidation en septembre 2016 ; ainsi que la cession de trois projets solaires de petite taille sur toiture en France en 2016 qui ont généré un chiffre d'affaires de 0,2 million d'euros avant leur cession.

- *Chiffre d'affaires de production d'électricité éolienne.* Le chiffre d'affaires de production d'électricité éolienne a augmenté de 35,4 millions d'euros pour atteindre 51,4 millions d'euros en 2017, soit une hausse de 221,3% par rapport à 2016. Cette hausse s'explique principalement par une production d'électricité plus importante, avec une augmentation de 242,4% par rapport à l'exercice précédent. Les prix moyens par MWh ont diminué de 6,3%, en raison principalement de la prise d'effet du contrat de vente d'électricité long-terme d'Hornsdale 1 en février 2017, dont les prix à long terme par MWh sont inférieurs aux prix auxquels était vendue l'électricité sur le marché *spot* avant la prise d'effet du contrat de vente d'électricité long-terme. L'augmentation du chiffre d'affaires est principalement soutenue par les facteurs suivants :

- L'augmentation de la production en 2017 en raison des installations éoliennes mises en service en 2016 (+23,7 millions d'euros), en particulier Hornsdale 1 (102 MW) en Australie, mais aussi Bussy (25 MW), Raucourt (20 MW) et Villacerf (10 MW) en France. Le projet Bussy a généré un chiffre d'affaires inférieur aux prévisions en 2017 en raison de réparations imprévues des aérogénérateurs nécessitant une mise hors service de l'installation pendant plusieurs mois.
- Le chiffre d'affaires des nouvelles installations éoliennes mises en service en 2017 (+11,1 millions d'euros), en particulier des parcs éoliens Hornsdale 2 (102 MW) et Hornsdale 3 (112 MW) en Australie (qui sont pleinement entrés en service en juin et décembre respectivement, mais n'ont commencé à générer du chiffre d'affaires qu'à compter de mars et août, respectivement) et, dans une moindre mesure, du chiffre d'affaires des installations Vallée aux Grillons (11 MW) et L'Osière (14 MW) en France (entrées en service en juin et juillet, respectivement). Après son entrée en exploitation, le projet L'Osière a été mis hors service pendant plusieurs mois en raison de réparations imprévues à la suite de dommages causés à une pale d'une éolienne par la foudre.

La production a augmenté malgré une légère baisse du ratio de production réelle par rapport aux objectifs de production pour le secteur éolien, qui est passé de 91,3% en 2016 à 90,3% en 2017. La production réelle a été inférieure aux objectifs en 2017 et 2016, principalement en raison de ressources éoliennes nettement inférieures aux prévisions 2017 pour l'Australie et aux prévisions 2016 et 2017 pour l'Europe. L'interruption imprévue du projet L'Osière a également contribué, à la marge, au déficit de la production réelle par rapport aux objectifs fixés pour 2017.

- *Chiffre d'affaires de production d'électricité et de vapeur biomasse.* Le chiffre d'affaires de production d'énergie biomasse a diminué de 4,2 millions d'euros, soit une baisse de 35,6%, pour atteindre 7,6 millions d'euros en 2017, en raison de l'arrêt complet de la centrale biomasse de Commentry (14,9 MW) pour réparation au cours des cinq premiers mois de l'année 2017, suivi de nouvelles opérations de réparations et de maintenance en août et septembre qui ont provoqué une baisse de la production. La centrale biomasse de Commentry a été à nouveau pleinement opérationnelle en novembre 2017, produisant à la fois de l'électricité et de la vapeur.
- *Chiffre d'affaires de vente d'électricité – stockage.* Le chiffre d'affaires lié au stockage d'énergie s'élève à 0,5 million d'euros en 2017, reflétant le chiffre d'affaires généré par le projet Hornsdale Power Reserve (100 MW) pour le mois de décembre 2017, premier mois d'exploitation de l'installation.

Autres produits

Les autres produits comptabilisés en chiffre d'affaires s'élèvent à 25,6 millions d'euros en 2017, soit une augmentation totale de 14,8 millions d'euros, ou 137,0%, par rapport à 2016, ce qui s'explique par :

- une augmentation de 13,4 millions d'euros, soit une hausse de 157,6%, du chiffre d'affaires lié à la vente de certificats verts (*green certificates*) pour atteindre 21,9 millions d'euros en 2017. Cette augmentation reflète principalement la mise en service des installations Hornsdale 2 et 3, qui a plus que compensé l'impact de la prise d'effet du contrat de vente d'électricité long-terme d'Hornsdale 1, au titre duquel les certificats verts générés depuis février 2017 sont vendus dans le cadre d'un contrat long-terme de vente d'électricité groupé au titre duquel les revenus générés par les deux composants – électricité et certificats verts – sont alloués selon l'estimation par le Groupe de leurs justes valeurs respectives. (se référer au paragraphe « *Autres produits – Produits tirés de la vente de certificats d'énergie renouvelable* », ci-dessus) ; et
- une augmentation du chiffre d'affaires lié aux services de développement et autres services pour un montant de 1,3 million d'euros.

9.2.2.2 Produits opérationnels courants et charges opérationnelles courantes

Le tableau ci-dessous présente les charges opérationnelles courantes et le produit opérationnel courant du Groupe, en valeur absolue et en pourcentage du chiffre d'affaires, pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				Variation %
	2017		2016		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Achats de marchandises et variation de stocks.....	4,3	3,1%	5,4	6,6%	(20,4)%
Charges externes et de personnel	38,5	27,6%	19,4	23,9%	98,5%
Impôts, taxes et versements assimilés.....	3,5	2,5%	2,5	3,1%	40,0%
Quote-part du résultat des entreprises associées	(0,4)	(0,3)%	0	0,0%	n.s.
Autres produits et charges opérationnels courants	(8,7)	(6,2)%	(1,1)	(1,4)%	690,9%
Amortissements et provisions opérationnels courants	41,5	29,8%	29,1	35,8%	42,6%
Total des charges opérationnelles courantes.....	78,7	56,5%	55,3	68,0%	42,3%
Résultat opérationnel courant	60,7	43,5%	26,1	32,1%	132,6%

Achats de marchandises et variation de stocks

Les achats de marchandises et la variation des stocks ont diminué de 1,1 million d'euros, soit une baisse de 20,4%, pour atteindre 4,3 millions d'euros en 2017, en raison d'une diminution des achats de bois pour la centrale biomasse de Commentry, reflétant l'interruption temporaire de l'installation en 2017. En pourcentage du chiffre d'affaires, les achats de marchandises sont passés de 6,6% à 3,1%, ce qui s'explique principalement par la croissance significative du chiffre d'affaires de production d'énergies solaire et éolienne et de vente de certificats verts, qui ne présentent aucune charge d'achat de marchandises.

Charges externes et de personnel

Le tableau ci-dessous présente la répartition des charges externes et de personnel pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				Variation %
	2017		2016		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Entretiens et réparations	9,0	6,5%	4,6	5,7%	95,7%
Autres charges externes	23,1	16,6%	11,5	14,1%	100,9%
Salaires et charges	6,3	4,5%	3,3	4,1%	90,9%
Total des charges externes et de personnel	38,5	27,6%	19,4	23,9%	98,5%

Les charges externes et de personnel ont augmenté de 19,1 millions d'euros, soit une hausse de 98,5%, pour atteindre 38,5 millions d'euros en 2017 et passer de 23,9 à 27,6% du chiffre d'affaires, ce qui s'explique principalement par :

- une augmentation des coûts d'entretien et de réparation de 4,4 millions d'euros, soit une hausse de 95,7%, résultant principalement de la hausse du nombre de projets en exploitation. En pourcentage du chiffre d'affaires, les coûts d'entretien et de réparation sont passés de 5,7% du chiffre d'affaires en 2016 à 6,5% en 2017. L'augmentation des coûts d'entretien et de réparation en pourcentage du chiffre d'affaires reflète principalement les coûts engagés pour la centrale biomasse de Commentry en 2017 qui n'ont pas pu être compensés par le chiffre d'affaires de l'installation en raison de pannes. L'augmentation des coûts d'entretien et de réparation en pourcentage du chiffre d'affaires s'explique également par la hausse des coûts de réparation et d'entretien d'Hornsdale 1 par rapport à l'exercice précédent, au cours duquel l'installation a généré un chiffre d'affaires de production d'énergie pendant plusieurs mois avant la prise d'effet du contrat *O&M*.
- une augmentation des autres charges externes de 11,6 millions d'euros, soit une hausse de 100,9%, résultant de la hausse des honoraires de conseil ponctuel lié aux activités de financement et à la mise en œuvre d'améliorations des systèmes de *reporting* mensuel du Groupe, ainsi que de la hausse des coûts de services connexes de régulation de fréquences (*FCAS*) facturés au Groupe en Australie. En pourcentage du chiffre d'affaires, les autres charges externes ont augmenté, pour passer de 14,1% du chiffre d'affaires en 2016 à 16,6% en 2017.
- une augmentation des salaires et charges de 3,0 millions d'euros, soit une hausse de 90,9%, résultant d'une hausse de 25,5% du nombre de salariés équivalents temps plein ainsi que d'une augmentation des coûts salariaux moyens et un pourcentage plus faible de capitalisation des salaires et charges en frais de développement, par rapport à l'exercice précédent. En pourcentage du chiffre d'affaires, les salaires et charges sont passés de 4,1% du chiffre d'affaires en 2016 à 4,5% en 2017.

Impôts, taxes et versements assimilés

Les impôts, taxes et versements assimilés ont augmenté de 1,0 million d'euros, soit une hausse de 40,0%, pour atteindre 3,5 millions d'euros en 2017, ce qui s'explique principalement par la hausse du

nombre d'installations en exploitation. En pourcentage du chiffre d'affaires, les impôts, taxes et versements assimilés ont diminué, pour passer de 3,1% du chiffre d'affaires à 2,5%, ce qui s'explique principalement par la proportion accrue du chiffre d'affaires du Groupe générée en Australie, où ces charges sont moins élevées.

Autres produits et charges opérationnels courants

Les autres produits et charges opérationnels courants se sont élevés à 8,8 millions d'euros en 2017, contre 1,1 million d'euros en 2016. Le montant de 2017 s'explique principalement par des 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 MW), Griffith (36 MW) et Dubbo (29 MW), en Australie, à hauteur de 6,0 millions d'euros, ainsi que par l'amortissement d'une subvention d'investissement consentie au Groupe dans le cadre du projet photovoltaïque de DeGrussa (17 MW), à hauteur de 2,9 millions d'euros.

Amortissements et provisions opérationnels courants

Les amortissements et provisions opérationnels courants ont augmenté de 12,4 millions d'euros, soit une hausse de 42,6%, pour atteindre 41,5 millions d'euros en 2017, ce qui s'explique par la hausse du nombre d'installations en exploitation du Groupe. En pourcentage du chiffre d'affaires, les amortissements et provisions opérationnels courants ont diminué, pour s'élever à 29,8% du chiffre d'affaires en 2017 contre 35,8% en 2016. Cette baisse s'explique principalement par l'allongement des périodes d'amortissement des projets du Groupe à la suite de la modification des estimations de la durée de vie utile des projets, telle que présentée ci-dessus (se reporter à la Section 9.1 « *Présentation Générale* » du présent document de base), partiellement compensée par le fait d'avoir continué à générer des charges d'amortissement pour la centrale biomasse de Commentry pendant les périodes au cours desquelles elle n'a pas généré de chiffre d'affaires.

Résultat opérationnel courant

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat opérationnel courant a augmenté de 34,6 millions d'euros pour atteindre 60,7 millions d'euros en 2017, soit une hausse de 132,5%. En pourcentage du chiffre d'affaires, le résultat opérationnel courant a augmenté, passant de 32,1% du chiffre d'affaires en 2016 à 43,5% en 2017, les charges d'exploitation ayant augmenté plus lentement que le chiffre d'affaires.

Autres produits et charges opérationnels non courants

Le tableau ci-dessous présente la répartition des autres produits et charges opérationnels non-courants du Groupe pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				Variation %
	2017		2016		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Frais de développement antérieurs	(3,3)	(2,4)%	(4,1)	(5,0)%	(19,5)%
Résultat des cessions d'actifs	1,3	0,9%	10,9	13,4%	n.s.
Autres éléments non récurrents...	(1,9)	(1,4)%	2,4	3,0%	n.s.
Total des autres produits et charges opérationnels non courants.....	(4,0)	(2,9)%	9,2	11,3%	n.s.

Les autres produits et charges opérationnels non courants se sont traduits par une charge nette de 4,0 millions d'euros en 2017, en comparaison du produit net de 9,2 millions d'euros comptabilisé en 2016. Cette évolution s'explique par :

- une diminution des abandons des frais de développement antérieurs, qui se sont élevés à 3,3 millions d'euros en 2017, contre 4,1 millions d'euros en 2016. Les abandons comptabilisés en 2017 sont liés à une série de projets de petite taille considérés comme non-viables financièrement. En 2016, les abandons étaient liés à plusieurs projets en Égypte ainsi qu'à un certain nombre d'autres projets ;
- une diminution des produits de cession en 2017 par rapport à l'exercice 2016, au cours duquel le Groupe a cédé plusieurs projets jugés non-stratégiques : trois projets solaires sur toiture non stratégiques en France, la participation du Groupe dans la centrale biomasse d'Alizay ainsi que sa participation dans Neoen Marine, une société spécialisée dans le développement de projets éoliens *offshore*. Avec la réévaluation de la participation du Groupe dans le parc solaire de Seixal au Portugal à la suite de sa déconsolidation, ces cessions ont généré une plus-value de 10,9 millions d'euros en 2016. En 2017, le montant plus faible des plus-values égal à 1,3 million d'euros s'explique principalement par la cession de GenSun en février 2017 ; et
- une diminution des autres éléments non récurrents, qui s'est traduite par la comptabilisation d'une charge nette égale à 1,9 million d'euros en 2017 et comprend principalement des pénalités facturées au Groupe par Adisseo, acquéreur de la vapeur d'eau produite par la centrale biomasse de Commentry en raison des difficultés rencontrées par cette installation. En 2016, des pénalités similaires ont été facturées par Adisseo, mais ont toutefois été compensées par d'autres pénalités facturées par le Groupe au prestataire *EPC* (Areva), conduisant à un produit net des autres éléments non récurrents s'élevant à 2,4 millions d'euros.

Amortissements et provisions opérationnels non-courants

Les amortissements et les provisions opérationnels non-courants, qui s'expliquent principalement par les projets en développement dont les probabilités de réalisation ont été réévaluées à la baisse, sont restés stables en 2016 et 2017, à 3,0 millions d'euros. En 2017, étaient concernés les projets situés en Jordanie et une série d'autres projets.

Résultat opérationnel

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat opérationnel du Groupe a augmenté de 21,5 millions d'euros, soit une hausse de 66,8%, passant de 32,2 millions d'euros en 2016 à 53,7 millions d'euros en 2017.

Coût de l'endettement financier et autres produits et charges financiers

Le tableau ci-dessous présente le coût de l'endettement financier du Groupe ainsi que ses autres produits et charges financiers pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre		
	2017	2016	
	millions d'euros	millions d'euros	Variation %
Coût de l'endettement financier	(37,7)	(23,1)	63,2%
Autres produits et charges financiers	(2,7)	(4,2)	(35,7)%
Résultat financier	(40,4)	(27,3)	48,0%

Le solde négatif du résultat financier a augmenté, pour passer de -27,3 millions d'euros en 2016 à -40,4 millions d'euros en 2017, principalement en raison de l'augmentation du coût de l'endettement financier. Le coût de l'endettement financier a augmenté pour passer de 23,1 millions d'euros en 2016 à 37,7 millions d'euros en 2017, ce qui s'explique principalement par la hausse de l'encours moyen d'endettement sur la période. Le coût de l'endettement financier a également été affecté par l'effet des variations des taux d'intérêt de la dette en 2017, en raison d'une légère hausse des taux perçus au titre de l'endettement libellé en dollars australiens, mais avec une amélioration des conditions en Europe suite à un refinancement de la dette. Les autres produits et charges financiers, constitués principalement de frais de garantie et de refinancement ont diminué, pour passer de 4,2 millions d'euros en 2016 à 2,7 millions d'euros en 2017. En 2016, les autres produits et charges financiers étaient principalement constitués de charges pour un montant de 3,3 millions d'euros liées à une couverture de taux d'intérêt jugée inefficace en 2016 et remplacée par une couverture effective au second semestre 2017.

Charge d'impôt

La charge d'impôt a augmenté en 2017 pour atteindre 5,9 millions d'euros contre 2,6 millions d'euros en 2016, soit une hausse de 126,9%. Le taux d'imposition effectif du Groupe, calculé en pourcentage du résultat avant impôt du Groupe, s'élève à 44,2% en 2017 contre 52,7% en 2016. Le taux d'imposition effectif pour 2017 a varié principalement en raison de la prise en compte de la diminution progressive du taux de droit commun de l'impôt sur les sociétés en France telle que prévue par la loi de finances pour 2018 dont les conditions d'application varient en fonction du niveau de chiffres d'affaires et de bénéfice imposable des sociétés du Groupe, ayant pour effet de ramener progressivement le taux de droit commun de 33,33% à 25% pour toutes les entreprises pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022, impliquant en conséquence une dépréciation complémentaire des impôts différés actifs. Le taux d'imposition effectif pour 2017 s'explique également par l'impossibilité d'activer les déficits fiscaux liés à Neoen Marine en raison de l'incertitude sur la capacité du Groupe à les utiliser. Le taux d'imposition effectif en 2016 tient compte de (i) la baisse progressive du taux d'impôt sur les sociétés telle qu'elle était initialement prévue par la loi de finances (à savoir un taux cible de 28% pour toutes les entreprises pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020) impliquant en conséquence la

dépréciation des impôts différés actifs français, ainsi que (ii) la comptabilisation de différences permanentes au titre des plus-values de cessions intervenues en 2016.

Résultat net

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat net des activités poursuivies du Groupe a augmenté de 5,1 millions d'euros, soit une hausse de 221,7%, pour passer de 2,3 millions d'euros en 2016 à 7,4 millions d'euros en 2017. En 2016, le Groupe a également enregistré une perte nette des activités non-poursuivies de 1,2 million d'euros liée aux activités de GenSun qui ont été cédées en février 2017. Le résultat net de l'ensemble consolidé s'élève à 7,4 millions d'euros en 2017 contre 1,1 million d'euros en 2016. Le résultat net (part du Groupe) s'élève à 9,5 millions d'euros en 2017 par rapport à 3,5 millions d'euros en 2016.

9.2.2.3 Résultats sectoriels

Secteur Éolien

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur éolien pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				
	2017		2016		Variation %
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographi que	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographi que	
Secteur éolien					
Chiffre d'affaires					
EMEA (France)	19,1	--	11,6	--	64,7%
Australie	54,1	--	12,6	--	329,4%
Chiffre d'affaires total	73,2	--	24,2	--	202,5%
EBITDA courant					
EMEA (France)	14,5	75,9%	8,7	75,0%	66,7%
Australie	45,5	84,1%	11,8	93,7%	285,6%
Total EBITDA courant	60,0	82,0%	20,5	84,7%	192,7%

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur éolien a augmenté de 49,0 millions d'euros, soit une hausse de 202,5%, pour passer de 24,2 millions d'euros en 2016 à 73,2 millions d'euros en 2017. La hausse des ventes d'électricité et de certificats verts (*green certificates*) issus de l'exploitation des installations éoliennes a été soutenue par la croissance de la production d'électricité qui a augmenté de 242,4% par rapport à l'exercice précédent. La croissance de la production d'électricité a toutefois été partiellement compensée par la diminution de 11,5% du chiffre d'affaires sectoriel moyen par MWh par rapport à 2016, ce qui s'explique par la vente sur le marché de l'électricité produite par le projet Hornsdale 1 avant la prise d'effet du contrat de vente d'électricité long-terme, à des prix *spot* plus élevés que les prix prévus par le contrat de vente d'électricité long-terme qui a pris effet début février 2017.

- Sur l'augmentation totale de 49,0 millions d'euros du chiffre d'affaires sectoriel, 41,5 millions d'euros ont été générés en Australie, où le chiffre d'affaires sectoriel a augmenté de 329,4% pour atteindre 54,1 millions d'euros. L'augmentation s'explique principalement par la hausse de la production, soutenue par l'entrée en exploitation des parcs éoliens Hornsdale 2 et Hornsdale 3 en 2017 (dont l'achèvement complet de la construction a eu lieu en juin et décembre respectivement, mais qui ont commencé à générer du chiffre d'affaires plus tôt, à compter de mars et août, respectivement) ainsi que par l'effet d'une année complète d'exploitation de Hornsdale 1 en 2017, qui a commencé à générer du chiffre d'affaires en juin 2016. Le chiffre d'affaires du secteur éolien en Australie s'explique également par les premiers revenus (0,5 million d'euros) générés par l'installation Hornsdale Power Reserve, dont l'exploitation a débuté en décembre 2017.
- Les 7,5 millions d'euros restants ont été générés dans la zone EMEA, où le chiffre d'affaires sectoriel a augmenté de 64,7% pour atteindre 19,1 millions d'euros. L'augmentation du chiffre d'affaires en 2017 s'explique principalement par la hausse de la production résultant de l'entrée en exploitation en 2017 des installations Vallée aux Grillons et L'Osière (mises en service respectivement en juin et juillet) ainsi que par l'effet d'une année complète d'exploitation en 2017 des parcs éoliens mis en service au cours de l'exercice 2016, en particulier les installations Villacerf, Raucourt et Bussy en France. L'augmentation de la production avec les nouvelles installations a plus que compensé l'incidence des opérations de réparation et de maintenance imprévues sur les sites de Bussy et L'Osière au cours de l'exercice.

EBITDA courant sectoriel. L'EBITDA courant du secteur éolien a augmenté de 39,5 millions d'euros, soit une hausse de 192,7%, pour atteindre 60,0 millions d'euros en 2017. Sur les 39,5 millions d'euros d'augmentation de l'EBITDA courant, 33,7 millions d'euros ont été générés en Australie, les 5,8 millions d'euros restants ayant été générés en France. En pourcentage du chiffre d'affaires sectoriel, l'EBITDA courant a diminué, passant de 84,7% en 2016 à 82,0% en 2017.

La diminution de la marge d'EBITDA courant résulte principalement de la baisse des marges d'EBITDA courant en Australie, où elles sont passées de 93,7% en 2016 à 84,1% en 2017. La baisse des marges d'EBITDA courant en Australie en 2017 s'explique principalement par la rentabilité plus élevée des premiers revenus générés par l'installation Hornsdale 1 en 2016, avant l'achèvement complet de la construction du projet. Étant donné que certaines dépenses continuent à être immobilisées jusqu'à l'achèvement de la construction de l'installation et que certaines charges d'exploitation et de maintenance (*O&M*) ne sont pas comptabilisées avant l'achèvement de la construction, le chiffre d'affaires initial généré au cours des dernières étapes de construction est compensé par un montant moins important de charges, ce dont il résulte une augmentation des marges. En plus de cet effet lié au *timing* des charges par rapport au chiffre d'affaires, la production de l'installation Hornsdale 1 en 2016, avant l'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité a été vendue à des prix *spot* plus élevés que les prix à long terme prévus par le contrat de vente d'électricité long-terme, entré en vigueur en février 2017. La baisse des marges de Hornsdale 1 en 2017 a plus que compensé l'effet de l'augmentation de la marge résultant du chiffre d'affaires généré par Hornsdale Power Reserve et de l'augmentation de la marge résultant du chiffre d'affaires généré par Hornsdale 2 et 3 en phase préliminaire de production.

Dans la zone EMEA, les marges d'EBITDA courant sont restées à peu près stables à 75,0% du chiffre d'affaires en 2016 contre 75,9% du chiffre d'affaires en 2017.

Secteur solaire

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur solaire pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				
	2017		2016		Variation %
millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographique	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographique		
Secteur solaire					
Chiffre d'affaires					
EMEA	41,2	-	42,1	-	-2,1%
<i>Dont France</i>	34,3	-	32,5	-	+5,6%
Amériques	12,3	-	0	-	n.s.
Australie	2,5	-	1,1	-	127,3%
Chiffre d'affaires total	56,0	-	43,2	-	29,6%
EBITDA courant					
EMEA	33,2	80,6%	34,2	81,2%	-2,9%
<i>Dont France</i>	26,5	77,3%	25,6	78,9%	3,5%
Amériques	8,4	68,3%	-0,7	n.s.	n.s.
Australie	10,2	408,0%	2,2	200,0%	363,6%
Total EBITDA courant	51,8	92,5%	35,7	82,6%	45,1%

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur solaire a augmenté de 12,8 millions d'euros, soit une hausse de 29,6%, pour atteindre 56,0 millions d'euros en 2017 contre 43,2 millions d'euros en 2016. La hausse des ventes d'électricité et de certificats verts (*green certificates*) issus de l'exploitation des installations photovoltaïques a été soutenue par la croissance de la production d'électricité qui a augmenté de 67,4% par rapport à l'exercice précédent, partiellement compensée par une diminution de 22,5% du chiffre d'affaires sectoriel moyen par MWh, en raison de la baisse des prix moyens des contrats de vente d'électricité des projets plus récents, reflétant les tendances de l'industrie.

- Sur l'augmentation de 12,6 millions d'euros du chiffre d'affaires sectoriel, 12,3 millions d'euros ont été générés dans la zone Amériques, ce qui s'explique par le démarrage de l'exploitation du parc solaire de Providencia au Salvador, mis en service en avril 2017.
- Dans la zone EMEA, le chiffre d'affaires sectoriel a diminué de 0,9 million d'euros par rapport à 2016, ce qui s'explique principalement par l'incidence du changement de traitement comptable de Seixal, qui a généré un chiffre d'affaires de 3,1 millions d'euros en 2016, avant le passage de la consolidation par intégration globale à la mise en équivalence du projet, en septembre 2016, ainsi que par l'incidence de la cession de projets photovoltaïques non-stratégiques en 2016. L'ensemble de ces facteurs a plus que compensé l'incidence favorable d'une année complète d'exploitation des installations de production mises en service en 2016, pour l'exercice 2017,

dont Cap Découverte et Ombrineo en France (entraînant une augmentation cumulée de 0,9 million d'euros).

- Le chiffre d'affaires sectoriel en Australie a augmenté de 1,4 million d'euros, ce qui s'explique par la hausse du chiffre d'affaires du parc solaire de DeGrussa, qui a produit plus d'électricité en 2017 qu'en 2016 malgré une mise hors-tension pendant la majeure partie du premier trimestre 2017 à la suite d'une interruption prolongée en raison d'un incident survenu en octobre 2016.

EBITDA courant sectoriel. L'EBITDA courant du secteur solaire a augmenté de 16,1 millions d'euros, soit une hausse de 45,1%, pour atteindre 51,8 millions d'euros en 2017. Sur les 16,1 millions d'euros d'augmentation, 9,1 millions d'euros ont été générés sur la zone Amériques et 8,0 millions d'euros en Australie, ce qui a plus que compensé la baisse de 1,0 million d'euros d'EBITDA courant de la zone EMEA. En pourcentage du chiffre d'affaires sectoriel, l'EBITDA courant a augmenté, de 82,6% du chiffre d'affaires en 2016 à 92,5% en 2017. L'augmentation significative de la marge d'EBITDA courant s'explique principalement par l'EBITDA courant généré en Australie, d'un montant de 10,2 millions d'euros pour un chiffre d'affaires de 2,5 millions d'euros. L'augmentation significative de l'EBITDA courant en Australie s'explique principalement par l'indemnité de 6,0 millions d'euros reçue par le Groupe en 2017 compensant la perte de chiffre d'affaires liée aux retards dans la mise en service des projets photovoltaïques de Parkes, Griffith et Dubbo ainsi que par la comptabilisation du résultat au titre d'un exercice intégral en 2017, provenant des subventions d'investissement liées au projet photovoltaïque de DeGrussa (soit 2,9 millions d'euros), mis en service en 2016. En raison de la comptabilisation de ces subventions en autres produits opérationnels courants et non en chiffre d'affaires, l'EBITDA courant en Australie est supérieur au chiffre d'affaires sur les deux exercices. En ce qui concerne le secteur solaire dans la zone EMEA, les marges d'EBITDA courant sont relativement stables, pour s'élever à 80,6% du chiffre d'affaires en 2017 et 81,2% en 2016.

Secteur Biomasse

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur biomasse pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				Variation %
	2017		2016		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	
Secteur biomasse					
Chiffre d'affaires	7,6	--	11,8	--	(35,6%)
EBITDA courant	0,7	9,2%	3,5	29,7%	(80,0%)

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur biomasse a diminué de 4,2 millions d'euros, soit une baisse de 35,6%, pour atteindre 7,6 millions d'euros en 2017. La diminution du chiffre d'affaires généré par l'exploitation de la biomasse résulte d'une baisse de la production d'électricité de 42,4% par rapport à l'exercice précédent, partiellement compensée par le chiffre d'affaires généré par l'activité de production de chaleur, dont l'exploitation a débuté en novembre 2017. La baisse de la production d'électricité s'explique par l'arrêt complet de la centrale biomasse BEC, afin de mener des réparations pendant les cinq premiers mois de 2017, suivi par d'autres opérations de réparation et de maintenance en août et septembre, qui ont entraîné une baisse de la production. La centrale de BEC a commencé à fonctionner à plein régime à partir de novembre 2017, pour produire de l'électricité et de la vapeur.

EBITDA courant sectoriel. L'EBITDA courant du secteur biomasse a diminué de 2,8 millions d'euros, soit une baisse de 80,0% pour atteindre 0,7 million d'euros en 2017. En pourcentage du chiffre d'affaires, l'EBITDA courant a diminué, passant de 29,7% du chiffre d'affaires en 2016 à 9,2% en 2017, en raison de la baisse significative du chiffre d'affaires sur lequel imputer les dépenses liées au secteur.

Secteur Développement & Investissement

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur développement & investissement pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				Variation %
	2017		2016		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	
Secteur Développement & Investissement					
Chiffre d'affaires	48,6	--	31,9	--	52,4%
EBITDA courant	7,9	16,3%	(0,7)	(2,2%)	n.s.

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur développement & investissement a augmenté de 16,7 millions d'euros, soit une hausse de 52,4%, pour atteindre 48,6 millions d'euros en 2017. La hausse du chiffre d'affaires sectoriel s'explique par une accélération du rythme de développement et de construction par rapport à l'exercice précédent, tant en ce qui concerne les projets consolidés que pour les projets non-consolidés.

EBITDA courant sectoriel. Le secteur a comptabilisé un EBITDA courant de 7,9 millions d'euros en 2017, après avoir comptabilisé un EBITDA courant négatif de 0,7 million d'euros en 2016. En pourcentage du chiffre d'affaires, l'EBITDA courant était de 16,3% du chiffre d'affaires en 2017 et de (2,2)% en 2016. L'amélioration de l'EBITDA sectoriel s'explique par le plus grand nombre de projets achevés en 2017 par les équipes de développement et de construction du Groupe ainsi que par une croissance maîtrisée des charges de personnel et des honoraires de conseil alloués au secteur.

Secteur Industriel

Compte tenu de la cession de GenSun en février 2017, le Groupe a cessé son secteur industriel en 2017.

9.2.3 Résultats des opérations pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

9.2.3.1 Chiffre d'affaires

Le tableau ci-dessous présente la répartition du chiffre d'affaires du Groupe pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre		
	2016	2015	Variation %
	(en millions d'euros)		
Production d'électricité photovoltaïque.....	42,7	33,6	27,1%
Production d'électricité éolienne ...	16,0	9,5	68,4%
Production d'électricité et de vapeur biomasse.....	11,8	1,4	742,9%
Vente d'énergies	70,5	44,5	58,4%
Certificats verts	8,5	--	n.s.
Developpement et autres services	2,4	12,2	(11,5)%
Total du chiffre d'affaires	81,3	56,7	45,9%

Le chiffre d'affaires consolidé a augmenté de 24,6 millions d'euros en 2016, soit une hausse de 43,4%, pour atteindre 81,3 millions d'euros, soutenu par la hausse du chiffre d'affaires généré par la vente d'énergies provenant des installations de production biomasse, photovoltaïques et éoliennes du Groupe.

Vente d'énergies

Le chiffre d'affaires de vente d'énergies a augmenté de 26,0 millions d'euros, soit une hausse de 58,4% en 2016, pour atteindre 70,5 millions d'euros en 2016, soutenu principalement par la hausse du chiffre d'affaires de production d'énergie biomasse et d'électricité photovoltaïque et, dans une moindre mesure, par la hausse du chiffre d'affaires de production d'électricité éolienne.

- *Chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque.* Le chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque a augmenté de 9,1 millions d'euros, soit une hausse de 27,1%, par rapport à l'année 2015. Cette augmentation est principalement due à l'augmentation de la production d'électricité, celle-ci ayant augmenté de 81,4% par rapport à l'exercice précédent. Les prix moyens par MWh ont diminué de 30,0% en raison la diminution des prix moyens des contrats de vente d'électricité portant les nouveaux projets, reflétant ainsi les tendances générales du marché.

L'augmentation de la production s'explique principalement par :

- l'effet d'une année complète d'exploitation en 2016 des centrales photovoltaïques françaises Cestas (72 MW consolidés) et Grabels (4 MW), alors que celles-ci n'avaient été exploitées qu'une fraction de l'année en 2015 (+8,8 millions d'euros) ; et
- l'effet de la mise en service de nouvelles installations de production en 2016, dont Cap Découverte (31 MW) et Ombrineo (1 MW) en France et la centrale DeGrussa (11MW) en Australie (+3,7 millions d'euros) ;

Ces deux augmentations ont plus que compensé l'impact négatif causé par deux événements sur le chiffre d'affaires de production d'énergie photovoltaïque en 2016 :

- les incidences des variations de périmètre (cession d'actifs photovoltaïques jugés non stratégiques en 2016 et 2015 et passage de la consolidation par intégration globale à la mise en équivalence du projet Seixal (9MW) en Septembre 2016) (baisse de chiffre d'affaires de 3,0 millions d'euros) ;
- une diminution de chiffre d'affaires de quelques installations photovoltaïques en France et au Portugal (baisse de chiffre d'affaires 0,5 million d'euros).

La production des installations photovoltaïques a augmenté en dépit des ressources solaires moins importantes en 2016. Cette baisse des ressources solaires a conduit à une diminution du ratio de production réelle par rapport aux objectifs de production pour le secteur solaire, qui est passé de 104,4% en 2015 à 97,4% en 2016.

- *Chiffre d'affaires de production d'électricité éolienne.* Le chiffre d'affaires de production d'électricité éolienne a augmenté de 6,5 millions d'euros, soit une hausse de 68,4% par rapport à 2015, pour atteindre 16,0 millions d'euros en 2016. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation de la production d'électricité, qui a augmenté de 151,1% par rapport à l'exercice précédent. Les prix moyens par MWh ont diminué de 33,2% en raison principalement de la baisse des prix moyens pratiqués dans les contrats de vente d'électricité portant sur les nouveaux projets. L'augmentation du chiffre d'affaires est principalement soutenue par les facteurs suivants :
 - le chiffre d'affaires des nouvelles installations éoliennes mises en service en 2016, dont Villacerf (10 MW), Raucourt (20 MW) et Bussy (25MW) en France et Hornsdale 1 (102 MW) en Australie. (+7,3 millions d'euros) ;
 - l'impact positif des nouvelles installations mises en service en 2016 a plus que compensé la baisse de 0,8 million d'euros du chiffre d'affaires des parcs éoliens français déjà en exploitation. La diminution des chiffres d'affaires provenant des centrales existantes reflète principalement la diminution des ressources éoliennes en 2016 en Europe.

La production des installations éoliennes a augmenté en dépit des ressources éoliennes moins importantes dans la région EMEA en 2016. Ces baisses des ressources éoliennes constituent le principal facteur à l'origine de la diminution du ratio de production réelle par rapport aux objectifs de production pour le secteur éolien, qui est passé de 110,2% en 2015 à 91,3% en 2016.

- Le chiffre d'affaires de production d'énergie biomasse a augmenté de 10,4 millions d'euros, soit une hausse de 742,9%, pour atteindre 11,5 millions d'euros en 2016. Cette augmentation s'explique par une période de production d'électricité de onze mois par la centrale biomasse de Commentry (14,9 MW) en 2016, alors qu'elle n'a été en activité que deux mois en 2015.

Autres produits

Les autres produits comptabilisés en chiffre d'affaires enregistrent une baisse globale de 1,3 million d'euros par rapport à 2015, ce qui s'explique par :

- Une augmentation de 8,5 millions d'euros du chiffre d'affaires liée à la vente de certificats verts (*green certificates*) en 2016 et reflétant la mise en service des installations Hornsdale 1 (102 MW) et DeGrussa (17 MW) en Australie ;
- Une diminution de 9,8 millions d'euros du chiffre d'affaires liée aux services de développement, de construction et d'administration réalisés à l'égard des sociétés non consolidées. L'augmentation du chiffre d'affaires du Groupe en 2015 s'expliquait notamment par les travaux pour les sociétés de projets non consolidées par intégration globale du projet Cestas (à hauteur de 228 MW) pour lequel la construction s'est achevée fin 2015.

9.2.3.2 Produits opérationnels courants et charges opérationnelles courantes

Le tableau ci-dessous présente les charges opérationnelles courantes et le produit opérationnel courant du Groupe, en valeur absolue et en pourcentage du chiffre d'affaires, pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				Variation %
	2016		2015		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Achats de marchandises et variation de stocks.....	5,4	6,6%	0,5	0,9%	980,0%
Charges externes et de personnel	19,4	23,9%	13,1	23,1%	48,1%
Impôts, taxes et versements assimilés.....	2,5	3,1%	1,7	3,0%	47,1%
Quote-part du résultat des entreprises associées	0	0,0%	0	0%	n.s.
Autres produits et charges opérationnels courants	(1,1)	(1,4)%	0	0%	n.s.
Amortissements et provisions opérationnels courants	29,1	35,8%	17,8	31,4%	63,5%
Total des charges opérationnelles courantes.....	55,3	68,0%	33,1	58,4%	67,1%
Résultat opérationnel courant	26,1	32,1%	23,7	41,8%	10,1%

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 5,4 millions d'euros en 2016. Cette augmentation fait suite à l'augmentation des achats de bois pour la centrale biomasse de Commentry et reflètent sa première année complète d'exploitation. En pourcentage du chiffre d'affaires, les achats de marchandises sont passés de 0,9% à 6,6%, reflétant l'augmentation de l'activité de la centrale biomasse de Commentry en 2016 par rapport à 2015.

Charges externes et de personnel

Le tableau ci-dessous présente la répartition des charges externes et de personnel pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				
	2016		2015		Variation %
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Entretiens et réparations	4,6	5,7%	2,1	3,7%	
Autres charges externes	11,5	14,1%	8,8	15,5%	30,7%
Salaires et charges	3,3	4,1%	2,2	3,9%	50,0%
Total des charges externes et de personnel	19,4	23,9%	13,1	23,1%	48,1%

Les charges externes et de personnel ont augmenté de 48,1%, pour atteindre 19,4 millions en 2016. En pourcentage du chiffre d'affaires, les charges externes et de personnel sont passées de 23,1% en 2015 à 23,9% en 2016, ce qui s'explique principalement par :

- une augmentation des coûts d'entretien et de réparation de 2,5 millions d'euros ou de 119,0%, résultant principalement de la croissance du nombre de projets en exploitation. En pourcentage du chiffre d'affaires, les coûts d'entretien et de réparation sont passés de 3,7% en 2015 à 5,7% en 2016. Cette augmentation s'explique principalement par les pourcentages élevés relatifs à la centrale biomasse de Commentry ainsi que le pourcentage accru des installations de production éoliennes, dont les coûts moyens de réparation et d'entretien sont plus élevés que ceux des installations photovoltaïques ;
- une augmentation des autres charges externes de 2,7 millions d'euros, soit une hausse de 30,7%, résultant principalement de la hausse des honoraires de conseil et des charges locatives pour les sites de production ainsi que d'autres coûts liés au nombre de projets en exploitation. En pourcentage du chiffre d'affaires, les autres charges externes ont diminué, passant de 15,5% en 2015 à 14,1% en 2016 ;
- une augmentation des salaires et charges de 1,1 million d'euros, soit une hausse de 50,0% résultant d'une augmentation de 14% du nombre de salariés équivalents temps plein, et une augmentation des coûts salariaux moyens par rapport à l'exercice précédent. En pourcentage du chiffre d'affaires, les salaires et charges sont passés de 3,9% en 2015 à 4,1% en 2016.

Impôts, taxes et versements assimilés

Les impôts, taxes et versements assimilés ont augmenté de 0,8 million d'euros, soit une hausse de 47,1%, pour atteindre 2,5 millions d'euros en 2016, ce qui s'explique principalement par la croissance de la base d'actifs du Groupe en exploitation. En pourcentage du chiffre d'affaires, les impôts, taxes et versements assimilés sont restés stables à 3,0%.

Autres produits et charges opérationnels courants

Les autres produits et charges opérationnels courants se sont élevés à un produit de 1,1 million d'euros en 2016 et n'étaient pas significatifs en 2015. Les autres produits d'exploitation courants en 2016

s'expliquaient principalement par l'amortissement de la subvention d'investissement de la centrale photovoltaïque DeGrussa.

Amortissements et provisions opérationnels courants

Les amortissements et provisions opérationnels courants ont augmenté de 11,3 millions d'euros, soit une hausse de 63,5%, pour atteindre 29,1 millions d'euros en 2016. Cette hausse s'explique par l'augmentation des installations en exploitation du Groupe. En pourcentage du chiffre d'affaires, les amortissements et provisions opérationnels courants s'élèvent à 35,8% en 2016 contre 31,4% en 2015, reflétant principalement la mise en service de la centrale de DeGrussa (dont la période d'amortissement est plus courte que la majorité des installations photovoltaïques du Groupe en raison de la durée de son contrat de vente d'électricité et son emplacement hors réseau), ainsi qu'une subvention d'investissement comptabilisée en autres produits opérationnels courants par opposition au chiffre d'affaires. La hausse des coûts d'amortissement en pourcentage du chiffre d'affaires s'explique par les activités de la centrale biomasse de Commentry pour laquelle les charges ont continué de s'accumuler malgré les interruptions de service qui ont réduit le chiffre d'affaires y afférent.

Résultat opérationnel courant

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat opérationnel courant a augmenté de 2,4 millions d'euros pour atteindre 26,1 millions d'euros en 2016, soit une hausse de 10,1%. En pourcentage du chiffre d'affaires, le résultat opérationnel courant est passé de 41,8% en 2015 à 32,1% en 2016, principalement en raison de la hausse des dépenses liées à l'achat de marchandises imputables à la centrale biomasse de Commentry et des charges d'amortissement imputables à la centrale DeGrussa.

Autres produits et charges opérationnels non courants

Le tableau ci-dessous présente la répartition des autres produits et charges opérationnels non-courants du Groupe pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				Variation %
	2016		2015		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Frais de développement antérieurs	(4,1)	(5,0)%	(6,0)	(10,4)%	(31,7)%
Résultat des cessions d'actifs.....	10,9	13,4%	0,4	(0,2)%	n.s.
Autres éléments non récurrents...	2,4	3,0%	(1,8)	0,5%	700,0%
Total des autres produits et charges opérationnels non courants.....	9,2	11,3%	(7,5)	(13,0)%	n.s.

Les autres produits et charges opérationnels non courants s'élèvent à un produit de 9,2 millions d'euros en 2016 contre une charge de 7,5 millions d'euros en 2015. Cette évolution s'explique par :

- une baisse des abandons des frais de développement antérieurs activés qui se sont élevées à 4,1 millions d'euros en 2016 contre 6,0 millions d'euros en 2015. Les abandons comptabilisés en 2016 ont principalement porté sur des projets en Égypte et quelques autres projets de moindre envergure. Les abandons comptabilisés en 2015 concernaient principalement certains projets biomasse et photovoltaïques en France ;

- Une augmentation des produits de cession en 2016 par rapport à l'exercice 2015, en raison de la vente en 2016 de trois projets solaires sur toiture, de la centrale biomasse d'Alizay et de Neoen Marine, ainsi que de la réévaluation de la participation du Groupe dans le parc solaire de Seixal au Portugal à la suite de sa mise en équivalence en septembre 2016 ;
- Les éléments non récurrents se sont élevés à 2,4 millions d'euros en 2016 reflétant les pénalités facturées par le Groupe à Areva, partiellement compensées par les pénalités facturées au Groupe par Adisseo dans le cadre des difficultés rencontrées avec la centrale biomasse de Commeny. Pour plus d'informations, se référer à la Section 20.4 « *Procédures judiciaires et d'arbitrage – Contentieux concernant la centrale photovoltaïque de DeGrussa (Australie)* » du présent document de base. En 2015, le Groupe a enregistré 1,8 million d'euros de charges, celles-ci reflétant principalement les charges de restructuration liées à la restructuration de Juwi suite à son acquisition.

Amortissements et provisions opérationnels non-courants

Les amortissements et les provisions opérationnels non-courants s'élèvent à 3,0 millions d'euros en 2016 et à 0,0 million d'euros en 2015.

Résultat opérationnel

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat opérationnel du Groupe a augmenté de 16,0 millions d'euros, soit une hausse de 98,8%, passant de 16,2 millions d'euros en 2015 à 32,2 millions d'euros en 2016.

Coût de l'endettement financier et autres produits et charges financiers

Le tableau ci-dessous présente le coût de l'endettement financier du Groupe ainsi que ses autres produits et charges financiers pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre		Variation %
	2016	2015	
	millions d'euros	millions d'euros	
Coût de l'endettement financier	(23,1)	(13,8)	67,3%
Autres produits et charges financiers	(4,2)	(0,9)	366,6%
Résultat financier	(27,3)	(14,6)	87,0%

Le solde négatif du résultat financier a augmenté, pour passer à -27,3 millions d'euros en 2016 alors qu'il s'élevait à -14,6 millions d'euros en 2015. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation du coût de l'endettement financier et, dans une moindre mesure, d'autres charges financières. Le coût de l'endettement financier est passé de 13,8 millions d'euros en 2015 à 23,1 millions d'euros en 2016 ce qui s'explique principalement par la hausse de l'encours moyen d'endettement sur la période et, dans une moindre mesure, l'effet des variations des taux d'intérêt de la dette au cours de l'année. Les taux de financement en euros et en dollars australiens se sont améliorés au cours de la période. Les autres produits et charges financiers, constitués principalement de frais de garantie et de refinancement, se sont élevés à 4,2 millions d'euros en 2016 et à 0,9 million d'euros en 2015. En 2016, les autres produits et charges financiers étaient principalement constitués de charges

liées à une couverture de taux d'intérêt jugée inefficace et donc comptabilisée au compte de résultat par opposition au résultat global.

Charge d'impôt

La charge d'impôt s'est élevée à 2,6 millions d'euros en 2016 alors que le Groupe a constaté une économie d'impôt de 2,7 millions d'euros en 2015. Le taux d'imposition effectif du Groupe, calculé en pourcentage du résultat avant impôt du Groupe, s'est élevé à 52,7% en 2016 et à -176,8% en 2015. Le taux négatif en 2015 est la conséquence de l'utilisation d'impôts différés actifs en 2015 et par les effets des écarts permanents. En 2016, les principaux éléments déterminant le taux effectif d'imposition sont premièrement la baisse du taux d'imposition en France de 33,3% à 28%, impliquant la dépréciation des impôts différés actifs français ainsi que la comptabilisation de différences permanentes au titre des plus-values de cessions intervenues en 2016.

Résultat net

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat net des activités poursuivies du Groupe a diminué de 1,9 million d'euros, soit une baisse 82,6%, passant de 4,2 millions d'euros en 2015 à 2,3 millions d'euros en 2016. En 2016 et 2015, le Groupe a enregistré une perte nette des activités non poursuivies de 1,2 million d'euros et 2,8 millions d'euros, respectivement, liée aux activités de GenSun qui ont été cédées en février 2017. Le résultat net de l'ensemble consolidé s'élève à 1,1 million d'euros en 2016 et à 1,4 million d'euros en 2015. Le résultat net part du Groupe s'élève à 3,5 millions d'euros en 2016 contre 3,0 millions d'euros en 2015.

9.2.3.3 Résultats sectoriels

Secteur Éolien

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur éolien pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				
	2016		2015		Variation %
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographi que	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographi que	
Secteur éolien					
Chiffre d'affaires					
EMEA (France)	11,6	--	9,5	--	22,1%
Australie	12,6	--	--	--	n.s.
Chiffre d'affaires total	24,2	--	9,5	--	154,7%
EBITDA courant					
EMEA (France)	8,7	75,0%	7,1	74,7%	22,5%
Australie	11,8	93,7%	(0,4)	n.s.	n.s.
Total EBITDA courant	20,5	84,7%	6,8	71,6%	201,4%

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur éolien a augmenté de 14,7 millions d'euros, soit une hausse de 154,7%, pour passer de 9,5 millions d'euros en 2015 à 24,2 millions d'euros en 2016. La hausse des ventes d'électricité et de certificats verts (*green certificates*) issus de l'exploitation des installations éoliennes a été soutenue par la croissance de la production d'électricité qui a augmenté de 151,1% par rapport à l'exercice précédent. Le chiffre d'affaires sectoriel moyen par MWh a augmenté de 0,9%, et s'explique principalement par la vente au prix *spot* de l'électricité produite par le projet Hornsdale 1 avant la prise d'effet du contrat de vente d'électricité long-terme ainsi que les revenus générés par la vente de certificats de production (*green certificates*).

- Sur l'augmentation totale de 14,7 millions d'euros du chiffre d'affaires sectoriel, 12,6 millions d'euros ont été générés en Australie, avec le lancement de Hornsdale 1 en 2016.
- Les 2,1 millions d'euros restants ont été générés dans la zone EMEA, où le chiffre d'affaires sectoriel a augmenté de 22,1%. L'augmentation du chiffre d'affaires s'explique principalement par les nouvelles installations éoliennes mises en service au cours de l'année 2016, dont Villacerf, Raucourt et Bussy en France.

EBITDA courant sectoriel. L'EBITDA courant du secteur éolien a augmenté de 13,7 millions d'euros, soit une hausse de 201,4%, pour atteindre 20,5 millions d'euros en 2016. Sur les 13,7 millions d'euros d'augmentation de l'EBITDA courant, 12,1 millions d'euros ont été générés en Australie, les 1,6 million d'euros restants ayant été générés en France. En pourcentage du chiffre d'affaires sectoriel, l'EBITDA courant est passé de 69,8% en 2015 à 84,7% en 2016.

L'augmentation de la marge d'EBITDA courant résulte principalement de l'augmentation des marges d'EBITDA courant en Australie, où les marges ont atteint 93,7% en 2016. Les marges élevées d'EBITDA courant en Australie s'expliquent principalement par la rentabilité plus élevée des premiers revenus générés par l'installation Hornsdale 1 en 2016, avant l'achèvement complet de la construction du projet. Étant donné que certaines dépenses continuent à être immobilisées jusqu'à l'achèvement de la construction de l'installation et que certaines charges d'exploitation et de maintenance (O&M) ne sont pas comptabilisées avant l'achèvement de la construction, le chiffre d'affaires initial généré au cours des dernières étapes de construction est compensé par un montant moins important de charges, ce dont il résulte une augmentation des marges

Dans la zone EMEA, les marges d'EBITDA courant sont restées stables à 75,0% du chiffre d'affaires en 2016 alors qu'elles étaient de 74,7% du chiffre d'affaires en 2015.

Secteur solaire

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur solaire pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				
	2016		2015		Variation %
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographi que	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel par zone géographi que	
Secteur solaire					
Chiffre d'affaires					
EMEA	42,1	-	33,8	-	24,6%
<i>Dont France</i>	32,5	-	23,4	-	39,0%
Amériques	0	-	-	-	n.s.
Australie	1,1	-	-	-	n.s.
Chiffre d'affaires total	43,2	-	33,8	-	27,8%
EBITDA courant					
EMEA	34,2	81,2%	26,4	78,1%	29,5%
<i>Dont France</i>	25,6	78,9%	17,3	73,8%	48,6%
Amériques	(0,7)	n.s.	(0,1)	n.s.	n.s.
Australie	2,2	200,0%	-	n.s.	n.s.
Total EBITDA courant	35,7	82,6%	26,3	77,8%	35,7%

Revenus sectoriels. Le chiffre d'affaires du secteur solaire a augmenté de 9,4 millions d'euros, soit une hausse de 27,8%, pour atteindre 43,2 millions d'euros en 2016 contre 33,8 millions d'euros en 2015. La hausse des ventes d'électricité et de certificats verts (*green certificates*) issus de l'exploitation des

installations photovoltaïques a été soutenue par la croissance de la production d'électricité, qui a augmenté de 81,4% par rapport à l'exercice précédent partiellement compensée par une diminution de 29,5% du chiffre d'affaires sectoriel moyen par MWh, en raison de la baisse des prix moyens des contrats de vente d'électricité des projets les plus récents, reflétant les tendances de l'industrie.

- Sur l'augmentation de 9,4 millions d'euros du chiffre d'affaires sectoriel, 8,3 millions d'euros ont été générés dans la région EMEA, ce qui s'explique par l'exploitation durant une année complète des centrales Cestas et Grabels en 2016, alors qu'elles n'avaient été exploitées que partiellement en 2015. La hausse du chiffre d'affaires s'explique également par la mise en service de nouvelles installations de production en 2016, dont Cap Découverte et Ombrineo en France. L'ensemble de ces augmentations a plus que compensé l'impact négatif de deux événements sur le chiffre d'affaires de production d'énergie photovoltaïque en 2016 : les variations de périmètre (vente des actifs photovoltaïques non stratégiques en 2016 et 2015 et déconsolidation du projet Seixal en septembre 2016) ; et la baisse de revenus de quelques installations photovoltaïques en France et au Portugal en 2016. ;
- Le solde de l'augmentation du chiffre d'affaires sectoriel, soit 1,1 million d'euros, provient de l'Australie, où la centrale photovoltaïque DeGrussa a été mise en service en cours d'année.

EBITDA courant sectoriel. L'EBITDA courant du secteur solaire a augmenté de 9,4 millions d'euros, soit une hausse de 35,7%, pour atteindre 35,7 millions d'euros en 2016. Sur les 9,4 millions d'euros d'augmentation, 7,8 millions d'euros sont attribuables à l'EMEA, 2,2 millions d'euros à l'Australie et -0,6 million d'euros à la zone Amériques. En pourcentage du chiffre d'affaires, l'EBITDA courant du secteur solaire est passé de 77,8% en 2015 à 82,6% en 2016. L'augmentation significative de la marge d'EBITDA courant est essentiellement due à l'augmentation de l'EBITDA courant généré dans la région EMEA. Cette augmentation s'explique par des marges d'EBITDA courant plus élevées qui sont réalisées sur de nouveaux projets tels que Cestas et Cap Découverte, et qui permettent des économies d'échelle sur les dépenses telles que les charges d'exploitation et d'entretien. L'augmentation reflète également l'EBITDA courant de 2,2 millions d'euros généré par le secteur solaire australien sur un chiffre d'affaires de 1,1 million d'euros, alimenté par le projet DeGrussa, pour lequel une partie de l'EBITDA courant provient de subventions. En raison de la comptabilisation de ces subventions en autres produits opérationnels courants et non en chiffre d'affaires, l'EBITDA courant en Australie est supérieur au chiffre d'affaires en 2016.

Secteur Biomasse

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur biomasse pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				Variation %
	2016		2015		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	
Secteur biomasse					
Chiffre d'affaires	11,8	--	1,4	--	742,9%
EBITDA courant	3,5	29,7%	0,3	21,4%	1.066,7%

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur biomasse a augmenté de 10,4 millions d'euros pour atteindre 11,8 millions d'euros en 2016. Cette augmentation reflète onze mois de

production d'électricité par la centrale biomasse de Commentry en 2016, contre seulement deux mois en 2015.

EBITDA courant sectoriel. L'EBITDA courant du secteur biomasse a augmenté de 3,2 millions d'euros pour atteindre 3,5 millions d'euros en 2016. En pourcentage du chiffre d'affaires sectoriel, l'EBITDA courant est passé de 21,4% du chiffre d'affaires en 2015 à 29,7% du chiffre d'affaires en 2016, en raison de la hausse des charges de la centrale biomasse de Commentry.

Secteur Développement & Investissement

Le tableau ci-dessous présente les performances du secteur développement & investissement pour les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre				Variation %
	2016		2015		
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	millions d'euros	% du chiffre d'affaires sectoriel	
Secteur Développement & Investissement					
Chiffre d'affaires	31,9	-	23,9	-	33,5%
EBITDA courant	(0,7)	(2,2%)	3,2	13,3%	n.s.

Chiffre d'affaires sectoriel. Le chiffre d'affaires du secteur développement & investissement a augmenté de 8,0 millions d'euros, soit une hausse de 33,5%, pour atteindre 31,9 millions d'euros en 2016. L'augmentation du chiffre d'affaires sectoriel traduit une accélération du rythme de développement et de construction en comparaison avec l'exercice précédent, tant pour les projets consolidés que pour les projets non consolidés.

EBITDA courant sectoriel. Le secteur a comptabilisé un EBITDA courant négatif de 0,7 million d'euros en 2016 après avoir enregistré un EBITDA courant positif de 3,2 millions d'euros en 2015. En pourcentage du chiffre d'affaires du secteur, l'EBITDA courant était de 13,3% en 2015 et de (2,2) % en 2016. La baisse de l'EBITDA courant en 2016 traduit principalement une augmentation des frais de développement liés au renforcement des équipes du Groupe pour pénétrer de nouveaux marchés, ainsi que des coûts de conseil plus élevés liés aux modifications des systèmes comptables de la Société.

10. TRÉSORERIE ET CAPITAUX PROPRES DU GROUPE

10.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE

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, photovoltaïques, 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 (voir la Section 10.2.2 « *Dettes financières du Groupe* » du présent document de base) 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.

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

- *Besoins en trésorerie au stade de développement.* Les besoins en trésorerie du Groupe se rapportant à la phase de développement du projet, qui s'étend de l'identification d'un site donné au démarrage de la construction des installations, comprennent notamment le versement des acomptes pour le raccordement au réseau, le dépôt de garanties bancaires nécessaires à la participation à certaines procédures d'appel d'offres, l'engagement de coûts d'ingénierie, d'obtention des permis et autorisations requis, et les coûts de structuration technique, juridique et financière du projet. Le Groupe doit en général supporter l'intégralité de ces investissements initiaux par recours à ses ressources propres issues notamment d'excédents de trésorerie générés par l'activité opérationnelle des services internes ou externes facturés par le Groupe aux sociétés de projets (qui les financent par leurs apports en fonds propres et par emprunts bancaires sans recours).
- *Besoins en trésorerie pendant la phase de construction.* Le Groupe finance la majeure partie des besoins en trésorerie pendant la phase de construction des projets à travers des financements bancaires sans recours souscrits par des sociétés de projets ou leurs holdings. Les sociétés de projets (ou holdings) prennent généralement en charge le financement du projet :
 - d'une part, par des financements externes (sous forme d'emprunts bancaires ou d'emprunts obligataires) sans possibilité de recours sur la Société et les autres entités situées hors du périmètre du financement spécifique. Les 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 50% à 60% pour les projets à forte exposition marchande ; et
 - d'autre part, via un financement en fonds propres apporté sous forme d'apports en capital ou d'avances en compte courant d'associés ou équivalents accordés par le Groupe et, lorsqu'il ne détient pas l'intégralité de la société de projet, des co-actionnaires. Pour plus d'informations sur le financement des projets du Groupe, se reporter à la Section 6.5.1.3 « *Financement des projets* » du présent document de base.

Afin de financer sa quote-part d'apports en fonds propres, le Groupe a historiquement utilisé ses ressources propres issues des augmentations de capital au niveau de la Société. Le Groupe a également

financé une partie des apports en utilisant les flux issus des émissions obligataires vertes (*green bonds*) et autres financements mezzanines juniors. Ces financements permettent au Groupe de satisfaire une partie de ses besoins en trésorerie pour les apports en capital en monétisant les flux futurs résiduels attendus des sociétés de projets après les paiements dus au titre de leurs obligations seniors. Enfin, dans une moindre mesure, le Groupe finance une partie des apports à travers ses ressources propres issues de flux de trésorerie générés par l'activité opérationnelle.

Pendant la phase de construction d'un projet détenu par une société de projet contrôlée par le Groupe, le Groupe ne reçoit généralement pas de flux de trésorerie du projet (autres que les flux reçus au titre du financement par l'endettement souscrit) avant la date de début des opérations de commercialisation (*commercial operation date* ou *COD*) et qu'il ne commence à vendre l'électricité qu'il produit. De manière générale, le Groupe n'est remboursé de ses avances en compte courant et intérêts afférents ou ne reçoit des dividendes qu'à hauteur du solde de trésorerie restant après le service de la dette sous condition de respect de ratios financiers.

10.2 ENDETTEMENT DU GROUPE

10.2.1 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 a 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 en actifs disponibles à la vente)). Pour les projets 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 projet à long terme couvert par les flux de trésorerie attendus de la vente d'électricité et de certificats verts (*green certificates*) 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 exploitation ou en construction. Au 30 juin 2018, l'endettement financier consolidé du Groupe s'élevait à 1.640,2 millions d'euros, et aux 31 décembre 2017, 2016 et 2015, l'endettement financier consolidé du Groupe atteignait respectivement 1.403,2 millions d'euros (1.399,2 millions d'euros sur une base retraitée pour prendre en compte la première application de la norme IFRS 9), 824,3 millions d'euros et 473,4 millions d'euros. 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, mais aussi sa « dette nette », un indicateur non-IFRS. Pour calculer la dette nette :

- le Groupe calcule d'abord le montant des « dettes financières ajustées », définies comme les dettes financières après exclusion des montants figurant dans le poste « investisseurs minoritaires et autres » et (à partir du 1^{er} janvier 2018, suite à l'application de la norme IFRS 16) le poste « dettes locatives ». Le poste « investisseurs minoritaires et autres » comprend notamment les prêts d'actionnaires et avances en compte courant octroyés à la Société par ses actionnaires (encours de 52,4 millions d'euros au 31 décembre 2017 et de 54,0 millions d'euros au 30 juin 2018) ou octroyés aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires (encours de 21,5 millions d'euros au 31 décembre 2017 et de 27,8 millions d'euros au 30 juin 2018). Se reporter à la Section 10.2.2.5 « *Investisseurs minoritaires et autres* » du présent document de base.
- ensuite, le Groupe déduit de la dette nette ajustée :
 - la trésorerie et les équivalents de trésorerie,

- les dépôts de garantie (principalement dépôts liés aux comptes de réserve des financements bancaires sur les actifs de production) ;
- les autres créances courantes (étant les 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) ; et
- les instruments dérivés actifs – effets des couvertures (étant les instruments dérivés souscrits pour couvrir des risques de taux sur les lignes d'emprunt contractées à taux variables ayant des valeurs de marché positives).

La dette nette s'élevait à 1.170,5 millions d'euros au 30 juin 2018 et à 981,1 millions d'euros (970,9 millions d'euros sur une base retraitée pour prendre en compte la première application de la norme IFRS 9 et la déduction des instruments dérivés actifs) au 31 décembre 2017. Le tableau suivant décrit le calcul de la dette nette du Groupe aux dates indiquées. Voir la Note 26.a aux États Financiers Annuels et la Note 21.a aux États Financiers Semestriels.

Calcul de la dette nette <i>(en millions d'euros)</i>	Au 30 juin		Au 31 décembre	
	2018	2017	2016	2015
Total dettes financières	1.640,2	1.403,2 ⁽¹⁾	824,3	473,4
Dettes investisseurs minoritaires et autres ⁽²⁾	(93,4)	(90,4)	(12,7)	(29,5)
Dettes locatives ⁽³⁾	(77,5)	n.a.	n.a.	n.a.
Total dettes financières ajustées	1.469,4	1.312,8	811,6	443,9
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(208,5)	(260,0)	(99,5)	(45,7)
Total dépôts de garantie ⁽⁴⁾	(78,0)	(66,8)	(21,7)	(18,4)
Autres créances – non courant ⁽⁵⁾	(4,9)	(4,9)	(5,1)	(0,3)
Instruments dérivés actifs – effets des couvertures ⁽⁶⁾	(7,5)	n.a.	n.a.	n.a.
Total dette nette⁽⁷⁾	1.170,5	981,1	685,3	379,5

⁽¹⁾ Dans le cadre de l'entrée en vigueur de la norme IFRS 9 au 1^{er} janvier 2018, le Groupe a retraité de façon rétrospective la comptabilisation d'une modification de dette intervenue en décembre 2017, ce qui a conduit à constater un produit financier de 4 millions d'euros en 2017 à la date de la renégociation. Sur une base retraitée, le montant des dettes financières au 31 décembre 2017 était de 1.399,2 millions d'euros. Voir la Note 3 « Méthodes comptables » aux États Financiers Semestriels.

⁽²⁾ Comprend notamment les prêts d'actionnaires et avances en compte courant octroyés à la Société par ses actionnaires (encours de 54,0 millions d'euros au 30 juin 2018) ou octroyés aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires (encours de 27,8 millions d'euros au 30 juin 2018). Se reporter à la Section 10.2.2.5 « Investisseurs minoritaires et autres » du présent document de base.

⁽³⁾ Dettes locatives constatées au titre de l'application de la norme IFRS 16 à partir du 1^{er} janvier 2018. Voir la Note 3 « Méthodes comptables » aux États Financiers Semestriels.

⁽⁴⁾ Comprend principalement des dépôts liés aux comptes de réserve des financements bancaires.

⁽⁵⁾ Comprend des montants tirés sur les financements mis sous séquestre en attendant la présentation des factures associées.

⁽⁶⁾ Instruments dérivés de couverture de risque de taux ayant une valeur de marché positive. A partir du 1^{er} janvier 2018, le Groupe a changé sa méthode de calcul de dette nette pour inclure les instruments dérivés actifs dans les déductions faites pour passer du total des dettes financières ajustées à la dette nette. Le montant des

instruments dérivés actifs – effets des couvertures était de 6,1 millions d’euros au 31 décembre 2017, 1,1 million d’euros au 31 décembre 2016 et 0,7 million d’euros au 31 décembre 2015.

(⁷) Le montant de la dette nette au 31 décembre 2017 calculé sur la base du montant retraité des dettes financières en application de la norme IFRS 9 (1.399,2 millions d’euros) et prenant en compte la déduction des instruments dérivés actifs – effets de couvertures (6,1 millions d’euros) était de 970,9 millions d’euros. Voir la Note 21(a) « Dette Nette » aux États Financiers Semestriels. Le montant de la dette nette après déduction des instruments dérivés actifs au 31 décembre 2016 et 2015 était de 684,2 millions d’euros et de 378,8 millions d’euros respectivement

10.2.2 Dettes financières du Groupe

L’endettement financier consolidé du Groupe atteignait 1.640,2 millions d’euros au 30 juin 2018 et se décomposait comme suit aux dates indiquées :

<i>En millions d’euros</i>	Au 30 juin		Au 31 décembre	
	2018	2017	2016	2015
Emprunt bancaire – financement des actifs de production	1.082,6	978,4 ⁽¹⁾	654,2	326,1
Financements obligataires des projets	270,9	231,1	82,9	66,3
Dettes locatives ⁽²⁾	77,5	n.a.	n.a.	n.a.
Financement <i>corporate</i>	87,7	78,4	51,7	32,1
Investisseurs minoritaires et autres	93,4	90,4	12,7	29,5
Instruments dérivés passifs– effets des couvertures	28,1	24,8	22,8	19,5
Total dettes financières	1.640,2	1.403,2⁽¹⁾	824,3	473,4

⁽¹⁾ Après retraitement effectué dans le cadre de l’entrée en vigueur de la norme IFRS 9 au 1^{er} janvier 2018, le montant des emprunts bancaires – financement des actifs de production s’élève à 974,3 millions d’euros au 31 décembre 2017 et le total des dettes financières s’élève à 1.399,2 millions d’euros. Voir la Note 3 aux États Financiers Semestriels.

⁽²⁾ Dettes locatives constatées au titre de l’application de la norme IFRS 16 à partir du 1^{er} janvier 2018. Les périodes avant cette date n’ont pas été retraitées de manière rétrospective. Voir la Note 3 aux États Financiers Semestriels.

10.2.2.1 Emprunts long-terme sans recours au niveau de sociétés de projets et holdings de sociétés de projets

Le Groupe finance la construction des projets au niveau des sociétés de projets (ou holdings de sociétés de projets) détenant les projets à construire. Les sociétés de projets (ou holdings de sociétés de projets) prennent généralement en charge le financement du projet au moyen d’un financement combinant endettements externes (sous forme d’emprunts bancaires ou obligataires), sans possibilité de recours sur la Société et les autres entités situées hors du périmètre du financement spécifique, et financement en fonds propres sous forme d’apports en capital et d’avances en compte courant d’associés ou équivalents accordées par le Groupe et, lorsqu’il ne détient pas l’intégralité de la société de projet, ses co-actionnaires. Ces financements en dette sont aussi calibrés sur le long terme de façon à être entièrement remboursés par les flux de trésorerie du projet financé sans nécessité de refinancer la dette. L’utilisation de ces structures de financement de projets permet le développement et la construction de projets avec des contributions plus faibles en fonds propres de la part du Groupe et sans recours, favorisant ainsi la capacité du Groupe à développer plus de projets et gérer chacun de ses projets pris isolément, permettant ainsi une plus grande capacité de réaction et correction si besoin.

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

généralisés par la centrale électrique détenue par la société. 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 (par exemple le respect du *DSCR* « *lock-up* », le respect de l'ordre de priorité de paiements, le maintien d'un montant minimum crédité au compte de réserve (*debt service reserve account* ou *DSRA*)), 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.** La ligne « emprunt bancaire – financement des actifs de production » correspond aux emprunts souscrits par les sociétés de projets dans le cadre de la construction des projets du Groupe. Au 30 juin 2018, les financements de projets du Groupe, sans recours représentaient un endettement de 1.082,6 millions d'euros. Le Groupe structure l'endettement des projets dans la devise des flux de revenus attendus de ces projets (à la date du présent document de base, exclusivement le dollar américain, l'euro et le dollar australien).

Durée initiale moyenne. Le tableau suivant résume, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation au 30 juin 2018, la durée initiale moyenne des financements de projets obtenus. La durée initiale supérieure à 20 ans pour le secteur éolien en Australie s'explique principalement par la structuration du financement concerné qui prend en compte la période pré-contracts de vente d'électricité. La durée plus courte pour le segment photovoltaïque en Australie s'explique principalement par des durées plus courtes des contrats de vente d'électricité et tout particulièrement par celui du projet DeGrussa.

<i>Durée initiale moyenne pondérée par l'endettement (en années)</i>	Photovoltaïque	Éolien	Biomasse	Total
EMEA	18,2	16,7	16,5	17,4
Australie	13,6	20,6	N/A	18,8
Amériques	18,5	N/A	N/A	18,5
Total	17,1	19,1	16,5	18,1

Durée résiduelle moyenne. Le tableau suivant résume, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation au 30 juin 2018, la durée résiduelle moyenne des financements de projet consentis, au 30 juin 2018.

<i>Durée résiduelle moyenne pondérée par l'endettement (en années)</i>	Photovoltaïque	Éolien	Biomasse	Total
EMEA	15,4	14,6	11,8	14,7
Australie	11,8	18,5	N/A	16,7
Amériques	16,4	N/A	N/A	16,4
Total	14,7	16,9	11,8	15,7

Ratio dette / dépenses d'investissement. Le tableau suivant résume, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation au 30 juin 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 à réaliser pour le développement et la construction des projets.

<i>Ratio Dette / Dépenses d'investissement</i>	Photovoltaïque	Éolien	Biomasse	Total
EMEA	90,0%	83,2%	69,5%	84,7%
Australie	73,5%	73,7%	N/A	73,6%
Amériques	77,7%	N/A	N/A	77,7%
Total	82,8%	77,3%	69,5%	79,2%

- Le ratio plus élevé obtenu pour les financements photovoltaïques dans la zone EMEA par rapport à ceux d'autres technologies et régions s'explique en partie par le refinancement de la dette des projets Cestas en France et Cabrela au Portugal. Ces projets ont été refinancés après leur entrée en exploitation, ce qui a permis d'obtenir des conditions de prêt plus favorables prenant en compte l'achèvement de la construction et les risques y afférents, un historique de production, ainsi que des évolutions favorables de conditions de marché de la dette. Plus généralement, les taux de levier plus élevés dans la zone EMEA 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.
- Le taux de levier plus élevé dans la zone EMEA sur les projets photovoltaïques par rapport aux projets éoliens s'explique également en partie par les durées des contrats de vente d'électricité plus longues pour les projets photovoltaïques (20 ans pour les projets photovoltaïques, 15 ans pour les projets éoliens) qui permettent ainsi de lever plus de dette. Plus généralement, les projets photovoltaïques bénéficient également du fait que les ressources solaires sont en général plus stables que les ressources de vent, ce qui permet de lever plus de dette.

Taux d'intérêts moyen pondéré « all-in ». Le tableau suivant résume, au 30 juin 2018 et pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en opération au 30 juin 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. Le taux d'intérêt plus élevé pour le projet Providencia Solar, le seul

projet en exploitation dans la zone géographique Amériques au 30 juin 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.

<i>Taux d'intérêts moyen pondéré « all-in »</i>	Photovoltaïque	Éolien	Biomasse	Total
EMEA	3,53%	2,53%	5,96%	3,36%
Australie	5,24%	4,72%	N/A	4,86%
Amériques	7,20%	N/A	N/A	7,20%
Total	4,67%	3,83%	5,96%	4,31%

- **Financements obligataires des projets.**

Au 30 juin 2018, les financements obligataires des projets représentaient un endettement de 270,9 millions d'euros. Ce montant correspond essentiellement à des financements mezzanines juniors qui permettent 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. L'utilisation de ce mode de financement, qui est sans recours sur les projets situés en dehors du périmètre spécifique du financement, permet au Groupe d'accélérer le développement et la construction de nouveaux projets en réinvestissant les fonds levés pour financer des apports en fonds propres dans de nouveaux projets. Ces financements reposent sur un portefeuille d'actifs dont l'avancement en construction permet d'éliminer un certain nombre de risques inhérents aux projets d'énergies renouvelables, tels que la structuration, le *closing* financier et les mesures de productibles. En outre, l'effet portefeuille de ces projets permet de réduire le risque climatique en diversifiant les localités des centrales. Enfin, en structurant ces financements mezzanines dans la devise des flux de trésorerie futurs (euros, dollars américains et dollars australiens au 30 juin 2018), le Groupe couvre une certaine partie de ses expositions long-terme aux risques de change. Cet effet de portefeuille permet au Groupe de négocier des *covenants* plus souples et ainsi de garder une grande flexibilité dans sa gestion courante des actifs sous-jacents.

L'encours au 30 juin 2018 correspond essentiellement à deux émissions obligataires vertes (*green bonds*) réalisées par le Groupe. Elles ont été certifiées 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 son audit ESG (Environnementale, Sociale et Gouvernance) du Groupe. Les obligations vertes permettent au Groupe de s'appuyer sur les flux futurs attendus d'un groupe de projets déjà financés pour lever les fonds afin de financer des apports en fonds propres dans de nouveaux projets d'énergies renouvelables.

- en 2015, le Groupe a réalisé sa première émission obligataire verte pour un montant total pouvant aller jusqu'à 40 millions d'euros (tirée en intégralité et amortie pour un encours de 29,7 millions d'euros au 30 juin 2018), portant intérêt annuel à 7%, avec une maturité de 18 ans, 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 puissance installée de 100 MW. Les fonds levés par cette émission d'obligations ont ensuite été réinvestis pour financer une partie des apports en fonds propres dans les projets photovoltaïques de Cap Découverte en France et Providencia Solar au Salvador et les projets éoliens de Bussy et Raucourt en France ;
- en 2017, le Groupe a réalisé une deuxième émission obligataire verte pour un montant total pouvant aller jusqu'à 245 millions d'euros (encours de 180,2 millions d'euros au 30 juin 2018), 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, 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 puissance cumulée (notamment les projets Villacerf, Osière, Vallée aux Grillons, Raucourt, Bussy, Cap Découverte, Providencia Solar, HWF 1,2 et 3, Dubbo, Griffith et Parkes). Les fonds tirés sur ce financement ont permis de financer une partie des apports en capital pour les projets Paradise Park en Jamaïque, Bulgana en Australie, Bangweulu en Zambie et permettront de financer une partie des fonds propres des projets Numurkah, La Puna en Argentine et Aguascalientes au Mexique. Le Groupe bénéficie d'une option de remboursement par anticipation de ces obligations vertes, sans aucune pénalité, après trois ans à compter de leur émission.

Ces deux émissions constituent de la dette mezzanine subordonnée aux financements des projets sous-jacents et ont pris la forme de lignes obligataires dimensionnées en fonction des flux résiduels attendus de ces projets après remboursement de leurs obligations seniors. Ces émissions obligataires ont été réalisées par les sociétés holding intermédiaires Neoen Production 1, pour l'émission d'octobre 2015, et Neoen Production 2, pour l'émission de décembre 2017. En regroupant plusieurs projets dans un même holding pour le besoin du financement, le Groupe peut généralement obtenir des conditions de financement plus avantageuses qui prennent en compte l'effet de diversification du risque en résultant. Pour des raisons (1) de groupements de projets déjà dé-risqués en termes de closing financier et de construction, et (2) de gestion efficace des équipes Neoen, le Groupe envisage, sous réserve des conditions de marché, de lever une telle dette mezzanine tous les deux ans. Les montants de telles émissions dépendront des besoins du Groupe et de la capacité des projets à souscrire un endettement supplémentaire.

Outre ces émissions obligataires vertes, au 30 juin 2018 la ligne « financements obligataires des projets » comprend également les encours des émissions obligataires mezzanines suivantes réalisées par le Groupe. À la différence des obligations vertes décrites ci-dessus, qui utilisent les flux attendus des projets dans le périmètre de financement pour financer de nouveaux projets situés en dehors de ce périmètre, la plupart des financements juniors décrit ci-dessous ont été destinés à financer des apports en fonds propres au profit de projets dont les flux ont été affectés au remboursement des projets dans le même périmètre de financement :

- deux emprunts obligataires émis en 2013 et 2015, pour financer des actifs de production au Portugal pour un encours au 30 juin 2018 de 13,4 millions d'euros, portant intérêt au taux annuel de 8,5% ;
- en décembre 2017, un emprunt obligataire, pour le financement de la centrale photovoltaïque de Lagarde d'Apt, d'un montant de 12,0 millions d'euros (encours de 11,9 millions d'euros au 30 juin 2018), portant intérêt au taux annuel allant de 6,5% à la signature à 7% à partir de décembre 2019 ;
- en août 2015, un emprunt obligataire, pour le financement de la construction de la centrale éolienne HWF1, d'un montant de 27 millions de dollars australiens (encours de 7,2 millions d'euros au 30 juin 2018), portant intérêt au taux annuel variable égal à BBSW (*Bank Bill Swap Rate*) 3 mois augmenté d'une marge de 5% ;
- en juin 2016, un emprunt obligataire, pour le financement de la construction de la centrale éolienne HWF2, d'un montant de 25,4 millions de dollars australiens (encours de 13,0 millions d'euros au 30 juin 2018), portant intérêt au taux annuel variable égal à BBSW 3 mois augmenté d'une marge de 4,5% ; et
- en février 2017, un emprunt obligataire, pour le financement de la construction de la centrale éolienne HWF3, d'un montant de 25 millions de dollars australiens (encours de

15,5 millions d'euros au 30 juin 2018), portant intérêt au taux annuel variable égal à BBSW 3 mois augmenté d'une marge de 4,5%.

10.2.2.2 Financements *corporate*

Les financements *corporate* du Groupe correspondent aux lignes de financement bancaires court terme, souscrites par la Société, destinées à assurer ses besoins en fonds de roulement. Au 30 juin 2018, les financements *corporate* représentaient un endettement financier de 87,7 millions d'euros.

Au 30 juin 2018, le Groupe bénéficiait de 16 lignes de financement bancaires auprès de 14 banques pour un montant maximal autorisé de 145,0 millions d'euros (comprenant 18,0 millions d'euros d'autorisation de découvert) dont 74,0 millions d'euros étaient disponibles et 71,0 millions d'euros étaient tirés par le Groupe. Les lignes de financement bancaires en euros ont des taux d'intérêts basés sur l'EURIBOR 3 mois avec des marges qui varient entre 0,8% et 2,50%.

Au 30 juin 2018, treize des seize lignes de crédit bénéficiaient de garanties accordées par Impala SAS pour un encours maximum autorisé de garanties de 89,1 millions d'euros (à rapporter aux 145,0 millions d'euros maximum autorisés de lignes de financement). Pour chaque ligne, le niveau de garantie est négocié au cas par cas et varie selon les contrats (pour plus d'informations sur ces garanties, se reporter à la Section 19.1.1 « *Conventions conclues entre la Société et ses actionnaires* » du présent document de base). Dans le cadre de son introduction en bourse, la Société entend rembourser l'intégralité des tirages existants (71 millions d'euros au 30 juin 2018) effectués au titre de ces lignes, selon les échéanciers des tirages en cours, en utilisant une partie du produit de l'augmentation de capital envisagée. Dans un premier temps, ces lignes de financement et les garanties correspondantes émises par Impala seront maintenues à leurs niveaux existants (soit 145,0 millions d'euros d'encours maximum au titre des lignes de financement et 89,1 millions d'euros d'encours maximum autorisé de garanties) postérieurement à l'introduction en bourse de la Société. À terme, la Société entend négocier avec les prêteurs le remplacement des lignes de financement par des lignes de garanties pour des appels d'offres futurs.

Au 30 juin 2018, hormis les montants tirés sur les 16 lignes *corporate* décrites ci-dessus, le Groupe bénéficiait également de quatre lignes de financement auprès de Bpi d'un montant total de 17,0 millions d'euros dont 15,9 millions d'euros restaient à rembourser au 30 juin 2018, et d'une ligne de financement de besoins en fonds de roulement au niveau de la société Biomasse Energie de Commeny, de 750.000 euros intégralement tirée.

10.2.2.3 Taux d'intérêt moyen pondéré global

Au 30 juin 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 :

- 3,26% en euros ;
- 5,31% en dollars australiens ;
- 6,91% 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 et non consolidée - inclusion de l'ensemble des holdings du projet Cestas ainsi que du projet Seixal), (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 ; 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.

10.2.2.4 Covenants financiers

Covenants financiers au niveau des financements de projets

Les *covenants* financiers dans les financements de projet au niveau des sociétés de projets varient selon le rang (senior, junior, etc.) de l'emprunt, le type de projet (solaire, éolienne, biomasse), le pays où se situe le projet, et le type de contrat de vente d'énergie (contrat d'achat, contrat pour différence, vente au *spot* etc.).

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 obligent en général l'emprunteur à respecter un ratio minimum de couverture du service de la dette (*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). Certains contrats de financement imposent également des ratios minimum de fonds propres par rapport à l'endettement.

D'une manière générale, les contrats de financement contiennent également des obligations d'atteindre un dépôt minimum sur le *debt service reserve account* ou *DSRA* (en général, d'un montant égal à six mois du service de la dette) avant de pouvoir faire des distributions. Ils contiennent également des cas d'exigibilité anticipée (*events of default*) qui permettent aux banques de demander le remboursement immédiat du prêt en cas de défaut de paiement d'une somme en intérêts ou en principal à la date requise, ou en cas d'autres événements tels que le non-respect d'un *DSCR* minimum ou un changement de contrôle (tel que défini dans le contrat de financement). Les contrats de financement au niveau des sociétés de projets contiennent d'une manière générale des clauses de défaut croisé (*cross-default*) permettant aux prêteurs de demander aux sociétés de projets un remboursement immédiat en cas de défaut de paiement notamment de la Société au titre de sa propre dette (au-delà de certains seuils) ou en cas de faillite. D'une manière générale, les clauses de défaut croisé cessent de s'appliquer à la Société à partir de la fin de la construction d'un projet. Enfin, ces contrats de financement contiennent généralement des clauses restreignant les capacités d'endettement des sociétés de projets ou des clauses de maintien des emprunts à leur rang (*negative pledge*). Les contrats de financement conclus par les sociétés de projets contiennent également des engagements de *reporting*, d'information et de remise de documents.

La définition et le mode de calcul du *DSCR* minimum et *DSCR* « *lock-up* » varient selon les projets et les financements. D'une manière générale, les *DSCR* minimum et *DSCR* « *lock-up* » correspondent au ratio entre :

- les liquidités disponibles pour le service de la dette (*cash available for debt service*), calculées en déduisant les dépenses opérationnelles et les taxes et impôts de l'installation des revenus générés par l'installation (plus ou moins la variation du besoin en fonds de roulement) ; et
- le service de la dette (*debt service costs*), défini en général comme le principal et les intérêts et toute autre somme due par le Groupe au titre des contrats de financement.

Les conditions qui doivent être satisfaites avant de permettre une distribution varient d'un projet à un autre mais comprennent d'une manière générale notamment, en plus du respect du *DSCR* « *lock-up* », l'absence de cas de défaut, l'inscription au crédit du *DSRA* (*debt service reserve account*) d'un montant minimum spécifié dans le contrat de financement, le respect de l'ordre (*waterfall*) ou des restrictions et interdictions de paiements spécifiés dans le contrat, le respect des obligations de *reporting*, des budgets, des engagements de respect d'obligations contractuelles et administratives, des clauses de maintien des emprunts à leur rang (*negative pledge*), des restrictions à l'endettement ou à certains actes de

dispositions (comme la vente de l'actif sous-jacent) ou encore l'absence de changement de contrôle de l'emprunteur.

Les dates et fréquences de calcul des *DSCR* minimum et *DSCR* « *lock-up* » varient selon les projets. Les *DSCR* minimum et *DSCR* « *lock-up* » sont calculés au moins une fois par an au 31 décembre. Certains contrats de financement exigent également que le calcul soit effectué sur une base semestrielle (notamment pour les *DSCR* « *lock-up* » relatifs à certains projets français si une distribution est prévue) ou trimestrielle (notamment pour le *DSCR* minimum et le *DSCR* « *lock-up* » pour la plupart des projets situés en Australie et certains projets internationaux à la date du présent document de base).

Les *DSCR* minimum et *DSCR* « *lock-up* » (pour effectuer une distribution) doivent en général être respectés pour la période de 12 mois précédant la date de calcul. En Australie, certains contrats de financement exigent également que les *DSCR* minimum et *DSCR* « *lock-up* » soient respectés pour des périodes futures (généralement pour les 12 mois à venir ou pour la durée restante du prêt) sur la base d'un plan d'affaires actualisé pour l'installation.

A la dernière date de calcul prévue aux contrats (le 31 décembre 2017 ou le 30 juin 2018 selon le cas), les *DSCR* minimums étaient respectés par le Groupe et aucun défaut n'était constaté. Par ailleurs, à la dernière date de calcul prévue aux contrats (le 31 décembre 2017 ou le 30 juin 2018 selon le cas), hormis quelques cas isolés n'ayant pas d'impact significatif sur la liquidité du Groupe, les ratios *DSCR* « *lock-up* » et les ratios minimum de fonds propres/dette étaient tous respectés et les liquidités associées étaient disponibles.

Covenants financiers au niveau de la dette mezzanine

Les *covenants* financiers applicables à la dette mezzanine sont en général du même type que ceux applicables à la dette des sociétés de projets, mais avec des *DSCR* « *lock-up* » (le *DSCR* qui doit être respecté avant de faire des distributions) à priori plus élevés au regard du rang subordonné des prêteurs.

D'une manière générale, les *covenants* de la dette mezzanine peuvent être plus souples que ceux prévus dans les financements souscrits au niveau des sociétés de projets. Par exemple, les *green bonds* de 2017 prévoient notamment :

- la possibilité illimitée en montant et dans le temps de recourir à des « *equity cure* » (définie comme la régularisation d'un non-respect d'un *DSCR* par l'apport de fonds propres nouveaux au bénéfice de l'émetteur) pour restaurer le *DSCR* minimum (possibilité plus limitée dans le cadre d'un financement senior) ;
- la possibilité d'utiliser le *DSRA* (*debt service reserve account*) pour le paiement des montants dus au titre de la dette, qui est laissée à la main du Groupe sans avoir à recueillir l'accord préalable des porteurs d'obligations ;
- une liste de cas de défaut plus restreinte que dans les contrats de financement appréciés principalement au niveau de la holding porteuse de la dette et dans une moindre mesure au niveau des sociétés de projets (pour seulement trois cas limités entièrement à la main du Groupe : cessation d'activité, abandon du projet, résiliation par la société du projet du contrat de vente d'électricité ou du contrat *O&M* sans que ces contrats soient remplacés) ; et
- des obligations d'information moins contraignantes que dans les financements souscrits au niveau des sociétés de projets (notamment pour les mises à jour des modèles).

Au 31 décembre 2017, les *covenants* financiers applicables à la dette mezzanine du Groupe étaient respectés par le Groupe.

Covenants financiers au niveau de la dette corporate

Les contrats de financement pour la dette *corporate* du Groupe ne contiennent pas de *covenants* financiers.

Réaménagement 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.

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 d'un *waiver* de la part des banques de financement et la dette projet a été réaménagée.

Le réaménagement de la dette est intervenu via la conclusion d'un avenant au contrat de financement du 23 septembre 2013, en date du 14 mai 2018. Concernant le crédit construction :

- les échéances en principal intervenues les 31 juillet 2017 et 31 octobre 2017 ont été reportées et rééchelonnées sur les 49 échéances restantes à compter de celle du 30 avril 2018 jusqu'à celle du 31 mars 2030 (date de maturité finale du prêt). Les montants annuels dus par BEC varient entre 7.461.652 euros pour 2018 et 4.615.239 euros pour 2029 (dernière année pleine d'échéances, l'année 2030 ne comptant que 3 mois d'échéances) ;
- l'échéance en intérêts intervenue le 31 juillet 2017 (d'un montant de 821.515 euros) a été payée par utilisation du compte de réserve *DSRA* ; et
- l'échéance en intérêts du 31 octobre 2017 (d'un montant de 821.515 euros) a été payée par (i) l'utilisation du solde disponible du compte de réserve *DSRA* et (ii) pour le solde de l'échéance, par la trésorerie de BEC, au titre de son compte d'exploitation.

Il est par ailleurs prévu qu'en cas de *cash-flow* insuffisants pour payer une échéance de remboursement du crédit (en principal et intérêts), la société BEC dispose de la possibilité de recourir aux sommes figurant au crédit du compte de réserve *DSRA*.

Parallèlement aux modifications intervenues concernant le contrat de financement, le pacte d'associés en date du 3 septembre 2013 a fait l'objet d'un avenant en date du 15 février 2016, afin de prévoir un engagement de Neoen Biopower et de la CDC, d'apporter des fonds propres complémentaires, sous forme d'avances en compte-courant, dans la limite de 3.001.250 euros pour la CDC (correspondant à sa part de 49% dans le capital de BEC) et 3.123.750 euros pour Neoen Biopower (correspondant à sa part de 51%). À la date du présent document de base, l'intégralité de ces montants a déjà été versée. Enfin, un nouvel apport en compte-courant de 750.000 euros a été réalisé en avril 2018 par Neoen Biopower au profit de la société BEC.

10.2.2.5 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 30 juin 2018, ces financements représentaient un endettement de 93,4 millions d’euros, correspondant essentiellement aux avances en compte courant suivantes :

- les avances en compte courant octroyées en 2017 à la Société par ses actionnaires d’un montant en principal de 50 millions d’euros plus intérêts capitalisés de 4,0 millions d’euros au 30 juin 2018, rémunérées au taux annuel de 6,5%, dont les fonds étaient destinés à assurer le financement de projets éoliens en construction en France et des projet Dubbo, Parkes et Griffith et HWF 3 en Australie. Dans le cadre de l’admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris, il est envisagé que les avances en compte courant octroyées à la Société par Impala SAS soient capitalisées, sur la base d’un prix par action égal au prix de l’offre qui sera fixé dans le cadre de l’introduction en bourse de la Société. Les modalités de cette opération de capitalisation seront précisées dans la note d’opération.
- les avances en comptes courants octroyées à la société BEC par la Caisse des dépôts et consignations, d’un montant de 12,2 millions d’euros plus intérêts capitalisés de 2,8 million d’euros au 30 juin 2018, remboursables à vue, sous réserve du respect des *covenants* bancaires, depuis la date d’entrée en exploitation de la centrale biomasse de Commentry, rémunérées au taux annuel de 6,0% ;
- un montant de 8,3 millions au 30 juin 2018 correspondant à des versements à effectuer au bénéfice des Territoires de la Capitale Australienne au titre de l’obtention des contrats de vente d’électricité pour Hornsdale 1, 2 et 3 et ce tout au long de la durée de vie de ces contrats ; et
- un montant total de 12,4 millions d’euros au 30 juin 2018 correspondant à des avances en compte courant faites par des minoritaires dans des projets Bangweulu en Zambie, Paradise Park en Jamaïque, Capella Solar au Salvador et Hedet en Finlande et dans la société Neoen Marine Développement.

10.2.2.6 Instruments 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 4.3.1 « *Risques de taux* » du présent document de base. Les instruments dérivés utilisés par le Groupe ont pour but 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 l’endettement financier du Groupe dans la ligne « Instruments dérivés passifs– effets des couvertures ».

Au 30 juin 2018, les instruments dérivés utilisés par le Groupe ayant une valeur négative représentaient un endettement de 28,1 millions d’euros.

10.2.3 Dettes fournisseurs du Groupe

L’endettement consolidé du Groupe se compose également de dettes fournisseurs. Au 30 juin 2018 et aux 31 décembre 2015, 2016 et 2017, les dettes fournisseurs se répartissaient de la façon suivante :

<i>En millions d’euros</i>	Au 30	Au 31 décembre		
	juin	2017	2016	2015
Fournisseurs	21,6	23,0	19,9	22,6
Fournisseurs d’immobilisations	102,6	134,3	59,8	9,1
Total fournisseurs et comptes rattachés	124,2	157,4	79,7	31,8

Le poste « fournisseurs » correspond à des dettes à court terme envers les fournisseurs du Groupe autres que les fournisseurs d'immobilisations. Les variations de ce poste sont prises en compte dans la variation du besoin de fonds de roulement décrit ci-dessous à la Section 10.5.1 « Flux net généré par l'activité opérationnelle du Groupe » du présent document de base.

Le poste « fournisseurs d'immobilisations » correspond principalement à des factures se rattachant à la construction des projets, non échues, et dont certaines font l'objet de paiements différés. Les flux de trésorerie fournis par la variation des dettes fournisseurs d'immobilisations sur la période sont pris en compte dans le calcul des flux nets utilisés pour l'acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles. Voir le poste « variation cash des dettes fournisseurs d'immobilisations » à la Note 11 aux États Financiers Annuels et la Section 5.2 « Investissements » du présent document de base.

10.3 RESSOURCES FINANCIÈRES

Les ressources financières du Groupe comprennent :

- *Trésorerie disponible.* Après prise en compte des flux décrits à la Section 10.5 « Analyse des flux de trésorerie », y compris les flux cités ci-dessous, la trésorerie disponible s'est élevée respectivement au 30 juin 2018 à 208,5 millions d'euros et aux 31 décembre 2017, 2016 et 2015 à 260,0 millions d'euros, 99,5 millions d'euros et 45,7 millions d'euros.
- *Augmentations de capital de la Société et contributions des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital.* Le flux généré par des augmentations de capital de la Société s'est élevé à 3,2 millions d'euros, 55,0 millions d'euros et 7,3 millions d'euros respectivement en 2017, 2016 et 2015. Le flux généré par les contributions des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital s'est élevé à 0,5 million d'euros au premier semestre 2018 et à 8,2 millions d'euros, 5,4 millions d'euros et 11,5 millions d'euros respectivement en 2017, 2016 et 2015. En plus de ces montants, la Société a également bénéficié d'emprunts auprès d'Impala SAS et le FPCI ETI 2020, représenté par Bpifrance Investissement, à hauteur de 50,0 millions d'euros en 2017. Ces emprunts sont comptabilisés en dettes financières. Voir la Section 10.2.2.5 « Investisseurs minoritaires et autres » du présent document de base.
- *Flux net généré par l'activité opérationnelle du Groupe.* Le flux net généré par l'activité opérationnelle du Groupe au premier semestre 2018 et en 2017, 2016 et 2015 s'est élevé respectivement à 61,6 millions d'euros, 75,4 millions d'euros, 53,0 millions d'euros et 32,3 millions d'euros. Voir la Section 10.2 « Endettement du Groupe » du présent document de base pour une description des restrictions applicables à l'utilisation des flux générés par la vente d'énergie par les centrales.
- *Trésorerie générée par les cessions de filiales et d'immobilisations financières.* La cession par le Groupe de participations au sein de sociétés de projets et créances associées a généré une trésorerie de 2,3 millions euros et 4,5 millions d'euros, respectivement en 2017 et 2016. Se reporter à la Section 10.5.2 « Flux net provenant des investissements du Groupe » du présent document de base.
- *Dettes financières.* Les dettes financières figurant au bilan au 30 juin 2018 et aux 31 décembre 2017, 2016 et 2015 se sont élevées respectivement à 1.640,2 millions d'euros, 1.403,2 millions d'euros (1.399,2 millions d'euros sur une base retraitée pour prendre en compte la première application de la norme IFRS 9), 824,3 millions d'euros et 473,4 millions d'euros. Tel qu'indiqué ci-dessus à la Section 10.2 « Endettement du Groupe » du présent document de base, l'endettement est principalement représenté par des emprunts à long terme souscrits par les sociétés de projets consolidées pour financer la construction des actifs de production, et dans une moindre mesure, des financements *corporate*, des avances en compte courants faits par des investisseurs minoritaires aux sociétés de projets et des instruments dérivés de couverture. Voir

la Section 10.5.3 « Flux net provenant du financement du Groupe » du présent document de base pour une description des flux des émissions d'emprunts.

- *Dettes fournisseurs et comptes rattachés.* Tel qu'indiqué ci-dessus à la Section 10.2 « Endettement du Groupe » du présent document de base, ce poste inclut des dettes fournisseurs d'immobilisations qui consistent en des factures se rattachant à la construction des projets non échues, et dont certains font l'objet de paiements différés. Les dettes fournisseurs et comptes rattachés figurant au bilan au 30 juin 2018 et aux 31 décembre 2017, 2016 et 2015 se sont élevés respectivement à 124,2 millions d'euros, 157,4 millions d'euros, 79,7 millions d'euros et 31,8 millions d'euros.

10.4 ALLOCATION DES RESSOURCES FINANCIÈRES

Outre le remboursement de l'encours d'endettement existant selon les échéances prévues dans les conventions de financements associées, réalisé grâce au flux net généré par l'activité opérationnelle du Groupe, le Groupe alloue ses ressources financières aux besoins suivants.

Investissements opérationnels (acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles)

Le Groupe a utilisé 227,2 millions d'euros, 468,0 millions d'euros, 379,7 millions d'euros et 182,1 millions d'euros au titre d'investissements opérationnels au premier semestre 2018 et en 2017, 2016 et 2015, respectivement. Pour une description plus détaillée des investissements opérationnels du Groupe, voir la Section 5.2 « Investissements » du présent document de base.

Investissements financiers (acquisitions de filiales et d'actifs financiers, incidences de changements de contrôle)

Le Groupe a investi 26,5 millions d'euros, 19,1 millions d'euros, 44,4 millions d'euros et 7,9 millions d'euros dans des sociétés de projets au premier semestre 2018 et en 2017, 2016 et 2015, respectivement. Pour une description plus détaillée des investissements financiers du Groupe, voir la Section 5.2 « Investissements » du présent document de base.

Financement du besoin en fonds de roulement

Le Groupe finance son besoin en fonds de roulement en partie grâce à son flux net généré par l'activité opérationnelle. Pour une analyse plus détaillée des variations du besoin en fonds de roulement pour les périodes revues, voir la Section 10.5.1 « Flux net généré par l'activité opérationnelle du Groupe » ci-dessous.

Engagements hors-bilan

Le tableau ci-dessous résume les engagements hors bilan du Groupe au dates indiquées. Voir la Note 34 aux États Financiers Annuels.

En millions d'euros	Au 30 juin		Au 31 décembre	
	2018	2017	2016	2015
Garanties accordées à des fournisseurs	71,1	20,3	25,3	2,7
Contrats de location ferme	--	87,7	42,1	23,3
Autres engagements	418,0	349,6	159,6	--
Engagements donnés liés aux activités opérationnelles	489,1	457,5	227,0	26,0
Actifs donnés en garantie	1.670,8	1.402,2	978,4	597,2
Garanties diverses	59,7	97,5	25,4	33,8
Engagements donnés liés aux activités de financement	1.730,4	1.499,7	1.003,8	631,0
Total des engagements hors bilan donnés	2.219,6	1.957,3	1.230,8	657,0

Engagements donnés liés aux activités opérationnelles

Garanties accordées à des fournisseurs. Ces engagements, généralement d'un montant relativement limité, consistent principalement en des garanties de paiement émises au bénéfice des fournisseurs dans le cadre de la construction des projets. Il s'agit en grande partie de garanties destinées à couvrir le risque de non-obtention du financement bancaire qui prennent fin à la signature ou au *closing* financier et qui sont donc limitées dans le temps. Ces engagements incluent également les garanties données aux gestionnaires de réseau en Australie. Les garanties de paiement s'élevaient à 71,1 millions d'euros, 20,3 millions d'euros, 25,3 millions d'euros et 2,7 millions d'euros au 30 juin 2018 et aux 31 décembre 2017, 2016 et 2015, respectivement.

Contrats de location ferme. Les baux signés dans le cadre des projets représentent pour les périodes avant l'application de la norme IFRS 16 à partir du 1^{er} janvier 2018, un engagement hors bilan de 87,7 millions d'euros, 42,1 millions d'euros et 23,3 millions d'euros aux 31 décembre 2017, 2016 et 2015 respectivement. Suite à l'application de la norme IFRS 16, les contrats de location donnent désormais lieu à la comptabilisation des obligations au bilan et n'apparaissent donc plus parmi les engagements hors bilan au 30 juin 2018.

Autres engagements. Ces engagements consistent principalement en des engagements au titre des contrats de maintenance. Dans le cadre de l'exploitation de ses actifs de production, le Groupe est amené à signer des contrats de maintenance (contrats *O&M*) pouvant s'étaler sur plusieurs années. Les autres engagements représentent 418,0 millions d'euros au 30 juin 2018, 349,6 millions d'euros au 31 décembre 2017 et 159,6 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Engagements donnés liés aux activités de financement

Actifs donnés en garantie. Les dettes contractées par le Groupe, dans le cadre de financements de projets sont assorties de nantissements sur les 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. Les nantissements donnés par le Groupe en garantie des dettes projets portent généralement sur l'intégralité des titres de la société de projet sauf pour la centrale biomasse de Commentry, dans la mesure où le

Groupe ne dispose que de 51% du capital de BEC et que la Caisse des Dépôts et Consignations qui possède les 49% restant n'a pas octroyé de nantissement sur ses actifs.

Les actifs donnés en garantie s'élevaient à 1.670,8 millions d'euros, 1.402,2 millions d'euros, 978,4 millions d'euros et 597,2 millions d'euros au 30 juin 2018 et aux 31 décembre 2017, 2016 et 2015 respectivement.

Garanties diverses. Il s'agit principalement de garanties de soumission (*bid bonds*) et garanties d'achèvement (*execution bonds*) octroyées dans le cadre de procédures d'appels d'offres ou pour la construction des projets. Les garanties diverses s'élevaient à 59,7 millions d'euros 97,5 millions d'euros, 25,4 millions d'euros et 33,8 millions d'euros aux 30 juin 2018 et 31 décembre 2017, 2016 et 2015 respectivement.

10.5 ANALYSE DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau ci-dessous présente les flux de trésorerie du Groupe pour les périodes indiquées.

<i>En millions d'euros</i>	Semestre clos le 30 juin		Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	2017	2016	2015
Flux net généré par l'activité opérationnelle	61,6	39,9	75,4	53,0	32,3
Flux net provenant des investissements	(253,0)	(280,6)	(483,2)	(407,1)	(189,0)
Flux net provenant du financement	141,5	267,7	573,9	408,0	165,6
Incidence de la variation des taux de change	(1,4)	(3,2)	(5,0)	1,9	0,4
Incidence des changements de principes comptables	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Effet du reclassement de la trésorerie des actifs non courants ou groupe d'actifs destinés à être cédés	0,0	0,0	0,0	(2,0)	(1,5)
Variation nette de la trésorerie	(51,2)	23,8	161,0	53,8	8,7

10.5.1 Flux net généré par l'activité opérationnelle du Groupe

Le tableau ci-dessous présente le flux net généré par l'activité opérationnelle du Groupe pour les périodes indiquées.

<i>En millions d'euros</i>	Semestre clos le 30 juin		Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	2017	2016	2015
Résultat net	8,3	(0,4)	7,4	1,1	1,4
Éliminations ⁽¹⁾	67,5	34,8	87,8	53,4	33,5
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement	(13,5)	8,4	(16,2)	(1,7)	(2,7)
Impôts décaissés (encaissés)	(0,6)	(2,9)	(3,6)	(0,8)	(0,1)
Flux de trésorerie opérationnelles des activités destinées à être cédées	--	--	--	1,0	0,2
Flux net de trésorerie liés aux activités opérationnelles	61,6	39,9	75,4	53,0	32,3

⁽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.

L'activité opérationnelle du Groupe a généré 61,6 millions d'euros, 39,9 millions d'euros, 75,4 millions d'euros, 53,0 millions d'euros et 32,3 millions d'euros pendant les semestres clos le 30 juin 2018 et 2017 et les exercices 2017, 2016 et 2015, respectivement.

Variation du besoin en fonds de roulement

Le tableau ci-dessous présente la variation du besoin en fonds de roulement du Groupe pour les périodes indiquées.

<i>En millions d'euros</i>	Semestre clos le 30 juin		Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	2017	2016	2015
Variation des stocks en-cours	0,2	(0,1)	1,9	(0,2)	0,2
Variation des créances clients et comptes rattachés	(3,4)	(4,4)	(13,2)	6,1	(16,0)
Variation des autres créances	(7,8)	(0,4)	(12,3)	(11,4)	(4,4)
Variation des dettes fournisseurs	(1,4)	3,0	12,1	(1,0)	16,1
Variation des autres dettes	(1,1)	10,2	(4,6)	4,8	1,4
Variation du besoin en fonds de roulement	(13,5)	8,4	(16,2)	(1,7)	(2,7)

Le besoin en fonds de roulement comprend :

- les variations de stocks en-cours, constitués principalement de bois pour la centrale biomasse de Commentry ;
- les variations des créances clients et autres créances, comprenant principalement des ventes d'énergie non échues; et
- les variations des dettes fournisseurs et autres dettes s'expliquent par le développement des activités de Groupe. Les variations de dettes fournisseurs d'immobilisations ne sont pas comprises dans ce poste.

La variation du besoin en fonds de roulement a généré un besoin net de trésorerie de 13,5 millions d'euros au premier semestre 2018, a fourni un produit net de trésorerie de 8,4 millions d'euros au premier semestre 2017, et a généré un besoin net de trésorerie de 16,2 millions d'euros en 2017, de 1,7 million en 2016 et de 2,7 millions en 2015. Le premier semestre 2018 a été nettement plus consommateur de besoin en fonds de roulement qu'au premier semestre 2017. Cette variation s'explique principalement par une augmentation des créances de TVA à récupérer sur des factures liées à la construction (pour 9,2 millions d'euros) et des créances clients (pour -3,4 millions d'euros) ainsi que par l'impact de l'amortissement des subventions d'investissement (pour -1,9 million d'euros). L'exercice 2017 a été nettement plus consommateur de besoin en fonds de roulement qu'en 2016 et 2015. Cette variation s'explique principalement par la variation des créances clients et comptes attachés. En 2016, suite aux règlements des créances liées aux projets Cestas, la variation des créances clients et comptes rattachés a fourni 6,1 millions d'euros de trésorerie, alors qu'en 2017 les créances clients ont utilisé 13,2 millions d'euros suite à l'augmentation des créances clients liées à l'entrée en opération de nouveaux projets. La variation d'autres dettes a également utilisé plus de flux de trésorerie en 2017 par rapport à 2016, vu la réception en 2016 d'une subvention importante au titre des projets Parkes, Griffith et Dubbo en Australie. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par une augmentation en 2017 de la variation des dettes fournisseurs, en raison de l'accroissement du nombre de projets en exploitation et engendrant parallèlement l'essor de l'activité développement et investissement.

10.5.2 Flux net provenant des investissements du Groupe

Le tableau ci-dessous présente le flux net provenant des investissements du Groupe pour les périodes indiquées.

	Semestre clos le 30 juin		Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	2017	2016	2015
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise	(13,1)	(5,1)	(7,7)	(2,8)	(1,3)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée	0,7	3,1	2,3	4,5	(0,1)
Incidence des changements de contrôles	--	--	--	(1,9)	--
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	(227,2)	(270,3)	(468,0)	(379,7)	(182,1)
Subventions d'investissement reçues	--	(0,6)	--	12,0	--
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	--	--	1,1	0,0	0,1
Acquisition d'actifs financiers	(13,4)	(7,9)	(11,4)	(39,8)	(6,6)
Dividendes reçus	--	--	0,4	--	--
Cession d'actifs financiers	--	0,1	--	--	--
Flux de trésorerie liés aux activités destinées à être cédées	--	--	--	0,6	0,9
Flux net de trésorerie liés aux activités d'investissement	(253,0)	(280,6)	(483,2)	(407,1)	(189,0)

Le flux net provenant des investissements du Groupe reflète principalement ses investissements opérationnels (dans des immobilisations corporelles et incorporelles) et dans une moindre mesure ses investissements financiers (dans des actifs financiers et dans des acquisitions de filiales). Voir la Section 5.2 « *Investissements* » du présent document de base.

L'utilisation nette de trésorerie provenant des investissements du Groupe s'élève à 253,0 millions d'euros au premier semestre 2018, à 280,6 millions d'euros au premier semestre 2017, à 483,2 millions d'euros en 2017, à 407,1 millions d'euros en 2016 et à 189,0 millions d'euros en 2015. 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 5.2 « *Investissements* » du présent document de base. L'utilisation de trésorerie par les acquisitions décrites ci-dessus a été compensée en petite partie par des entrées de trésorerie liées aux cessions de filiales et des subventions d'investissement. Le Groupe a généré 0,7 million d'euros de flux de trésorerie au titre de la vente des filiales au premier semestre 2018 liés au versement d'un complément de prix pour la vente de GenSun. La cession de filiales a généré 2,3 millions d'euros en 2017 suite à la cession de GenSun contre 4,5 millions d'euros en 2016 reflétant la cession de Neoen Marine, trois projets

photovoltaïques de toiture et le projet biomasse d'Alizay. En 2016, le Groupe a également reçu 12,0 millions d'euros au titre d'une subvention d'investissement liée au projet DeGrussa en Australie.

10.5.3 Flux net provenant du financement du Groupe

Le tableau ci-dessous présente le flux net provenant du financement du Groupe pour les périodes revues.

	Semestre clos le 30 juin		Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	2017	2016	2015
Augmentation de capital de la société mère	--	1,2	3,2	55,0	7,3
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital	0,5	7,2	8,2	5,4	11,5
Cession (acquisition) nette d'actions propres	--	--	0,5	--	0,0
Émission d'emprunts	207,4	306,1	716,3	398,1	180,3
Dividendes payés	(0,4)	--	(2,1)	--	--
Remboursement d'emprunts	(47,7)	(34,2)	(114,5)	(31,6)	(19,5)
Intérêts financiers nets versés	(18,4)	(12,7)	(37,6)	(18,8)	(13,9)
Flux de trésorerie de financement des activités destinées à être cédées	--	--	--	(0,0)	(0,0)
Flux net de trésorerie liés aux activités de financement	141,5	267,7	573,9	408,0	165,6

Le flux net provenant du financement du Groupe comprend essentiellement les produits d'emprunts (nets des remboursements d'emprunts) pour une période donnée, diminués des intérêts financiers nets versés au titre de l'endettement financier.

Flux de financement au premier semestre 2018

Au premier semestre 2018, le flux net provenant du financement du Groupe s'est élevé à 141,5 millions d'euros. Au cours du premier semestre 2018, le Groupe a émis 207,4 millions d'euros d'emprunts, remboursé 47,7 millions d'euros en principal et versé 18,4 millions d'euros d'intérêts. Les principaux emprunts émis se décomposent en :

- 192,9 millions d'euros au titre des financements des projets, notamment au niveau des projets Coleambally (59,2 millions d'euros) ; Pays Chaumontais (28,2 millions d'euros) et Chassepain (27,1 millions d'euros) ; et
- 10,3 millions d'euros de financements *corporate*.

Flux de financement en 2017

En 2017, le flux net provenant du financement du Groupe s'est élevé à 573,9 millions d'euros. Pendant l'exercice 2017, le Groupe a émis 716,3 millions d'euros d'emprunts, remboursé 114,5 millions d'euros

en principal et versé 37,6 millions d'euros d'intérêts. Les principaux emprunts émis se décomposent en :

- 689,8 millions d'euros au titre des financements des projets, notamment au niveau des projets éoliens Hornsdale 3 , Hornsdale 2 , Hornsdale 1, L'Osière, Vallée aux Grillons, Villacerf, Champs d'Amour et Bussy et les projets solaires Parkes, Griffith, Dubbo et Providencia ; et
- 26,4 millions d'euros de financements *corporate*.

Flux de financement en 2016

En 2016, le flux net provenant du financement du Groupe s'est élevé à 408,0 millions d'euros. Pendant l'exercice 2016, le Groupe a émis 398,1 millions d'euros d'emprunts, remboursé 31,6 millions d'euros en principal et versé 18,8 millions d'euros d'intérêts. Les principaux emprunts émis en 2016 se décomposent en :

- 378,4 millions d'euros au titre des financements des projets, notamment au niveau des projets éoliens Hornsdale 1, Hornsdale 2 en Australie et Bussy, Raucourt et Villacerf en France et des projets solaires dont Providencia et Cap Découverte ; et
- 19,7 millions d'euros de financements *corporate*.

Flux de financement en 2015

En 2015, le flux net provenant du financement du Groupe s'est élevé à 165,6 millions d'euros. Pendant l'exercice 2015, le Groupe a émis 180,3 millions d'euros d'emprunts, remboursé 19,5 millions d'euros en principal et versé 13,9 millions d'euros d'intérêts. Les principaux emprunts émis en 2016 se décomposent en :

- 169,3 millions d'euros au titre des financements des projets, notamment au niveau des projets éoliens Hornsdale 1 en Australie et Villacerf en France, des projets solaires dont Cestas et du projet biomasse de Commentry ; et
- 11,0 millions d'euros de financements *corporate*.

11. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS, LICENCES

11.1 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 6.5.1.3 « *Financement des projets* » du présent document de base 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. Se référer aux Sections 5.2 « *Investissements* » et 9.1 « *Présentation générale* » du présent document de base pour une présentation des frais de développement du Groupe.

Par ailleurs, l'activité R&D du Groupe s'articule principalement autour d'un *competence center*, composé de quatre personnes qui se consacrent en partie à l'identification et au suivi des nouvelles technologies, telles que la production d'hydrogène ou les panneaux solaires à double face, pour un budget estimé à 200.000 euros par an.

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.

11.2 PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

11.2.1 Eléments 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.

11.2.2 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.

12. INFORMATIONS SUR LES TENDANCES ET LES OBJECTIFS

12.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Les objectifs présentés ci-dessous ne constituent pas des données prévisionnelles ou des estimations de bénéfices du Groupe mais résultent de ses orientations stratégiques. Ces objectifs sont fondés sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe. Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire affectant le Groupe. En particulier, la matérialisation d'un ou plusieurs risques décrits au Chapitre 4 « *Facteurs de risques* » du présent document de base pourrait avoir un impact sur les activités, les résultats, la situation financière ou les perspectives du Groupe et donc remettre en cause sa capacité à réaliser les objectifs présentés ci-dessous. Le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs décrits dans le présent Chapitre 12.

12.2 TENDANCES DES ACTIVITÉS

Une description détaillée des résultats du Groupe au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et du semestre clos le 30 juin 2018 est disponible au Chapitre 9 « *Examen de la situation financière et du résultat* » du présent document de base. Le lecteur est également invité à se reporter au Chapitre 10 « *Trésorerie et capitaux propres du Groupe* » du présent document de base pour une description des flux de trésorerie et de l'endettement net du Groupe. La Section 6.4 « *Description du marché des énergies renouvelables* » du présent document de base présente un aperçu des tendances de l'industrie qui affectent les marchés des énergies renouvelables.

Les objectifs à moyen terme du Groupe décrits ci-dessous supposent une augmentation de capital d'environ 450 millions d'euros dans le cadre du projet d'introduction en bourse de la Société et reflètent ses attentes concernant les principales tendances du marché au cours de la période 2018-2021, y compris ce qui suit :

- *Poursuite du passage d'appels d'offres publics à des appels d'offres privés.* Le Groupe s'attend à ce qu'un nombre croissant d'acteurs du secteur privé cherchent à conclure des contrats d'achat d'électricité, en raison de l'intérêt croissant de ces acteurs pour l'énergie « verte » et de la tendance des prix des énergies renouvelables qui rendent l'énergie éolienne et surtout l'énergie solaire de plus en plus compétitive économiquement.
- *Poursuite de l'évolution vers des prix d'achat d'électricité fixés dans un cadre concurrentiel et augmentation de la part des revenus de marché.* Le Groupe s'attend à ce que la tendance actuelle de fixation des prix des contrats de vente d'électricité dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels se poursuive et que les prix moyens des offres retenues pour les projets solaires et éoliens continuent de baisser, en supposant que les taux d'intérêt n'augmentent pas. Une augmentation du coût du capital ralentirait vraisemblablement le rythme de la baisse, et pourrait même avoir pour conséquence une augmentation, des prix de l'électricité. Parallèlement, le Groupe s'attend à ce que la structuration des projets comprenne de plus en plus fréquemment des revenus de marché, ce qui contribuera à atténuer l'impact de la baisse des prix des contrats d'achat d'électricité et à ralentir la baisse des prix moyens obtenus. Le Groupe s'attend également à de plus en plus de confort de la part des établissements financiers et des investisseurs vis-à-vis du profil de risque des actifs d'énergie renouvelable, favorisant ainsi cette évolution.
- *Économies d'échelle et gains d'efficacité conduisant à une diminution des coûts moyens d'exploitation et de maintenance (O&M).* Le Groupe s'attend à ce que le coût moyen des services O&M par MW continue de diminuer au cours de la période 2018-2021. Cette tendance devrait être en partie due aux économies d'échelle, à mesure que le Groupe tire parti d'une capacité plus importante en exploitation et en construction et de l'augmentation de la taille moyenne de ses projets afin de négocier des conditions plus favorables. Le Groupe s'attend également à ce que

les coûts *O&M* moyens soient favorablement influencés à mesure que les fournisseurs de services *O&M* font profiter le Groupe des gains d'efficacité qu'ils obtiennent en s'appuyant sur leur expérience pour mieux maîtriser les coûts. Pour une analyse plus détaillée des tendances affectant les coûts *O&M*, se référer à la Section 6.4.1.2.2 « *La compétitivité grandissante des énergies renouvelables* » du présent document de base.

- *Poursuite de l'amélioration des coûts de construction par MW.* Le Groupe s'attend à ce que les coûts de construction par MW continuent de baisser tant pour les projets solaires que pour les projets éoliens, avec des réductions de coûts attendues plus importantes pour les projets solaires.
- *Poursuite des améliorations technologiques se traduisant par des gains d'efficacité.* Le Groupe s'attend à ce que la tendance actuelle aux améliorations technologiques se poursuive et conduise à des améliorations continues de l'efficacité et à une augmentation de la production d'électricité par installation. Se référer à la Section 6.4.1.2.2 « *La compétitivité grandissante des énergies renouvelables* » du présent document de base. Cependant, en fixant ses objectifs à moyen terme pour 2021, le Groupe n'a pas tenu compte de ces améliorations.

12.3 OBJECTIFS À MOYEN TERME

- *Augmentation de la capacité.* L'objectif du Groupe est d'atteindre une capacité totale en exploitation et en construction d'au moins 5 GW d'ici la fin 2021, et en exploitation dans son intégralité d'ici la fin 2022, répartie de manière équilibrée entre ses trois principales zones géographiques (EMEA, Australie, Amériques), sans changement majeur en termes de mix technologique (solaire et éolien) reflété dans son portefeuille sécurisé de projets en juin 2018 (projets en exploitation (« *in operation* »), en construction (« *under construction* ») et en phase « *awarded* »). Ainsi qu'il est indiqué dans la Section 6.5.2.4.3 « *Historique et situation de l'installation* » du présent document de base, le Groupe n'envisage pas de poursuivre des investissements dans le secteur de la biomasse et pourrait même en sortir.
 - Le Groupe s'attend à atteindre cet objectif en achevant des projets en cours de construction (« *under construction* »), en construisant et en achevant des projets actuellement en phase « *awarded* », et en faisant évoluer une partie de son pipeline en phase de construction (« *under construction* ») et d'exploitation (« *in operation* »). À fin juin 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 1,3 GW en exploitation (« *in operation* »), 0,6 GW en construction (« *under construction* ») et 1,1 GW en phase « *awarded* ». Ensemble, ce portefeuille sécurisé de projets représente 3 GW sur la capacité d'au moins 5 GW en exploitation ou en construction fixée en objectif d'ici 2021. Les 2 GW de projets restant (et tout projet remplaçant les projets actuellement en phase « *awarded* » qui ne seront pas achevés) devraient provenir de l'actuel *pipeline* de projets du Groupe, qui comprenait près de 200 projets dans 14 pays, pour un total d'environ 7,4 GW au 30 juin 2018 (contre 5,6 GW au 31 décembre 2017, soit une augmentation de 1,8 GW). Le Groupe s'attend à ce qu'une proportion modérée de l'augmentation de la capacité installée se produise au second semestre 2018, suivie d'une augmentation significative en 2019, reflétant l'augmentation de la capacité des projets actuellement en phase « *awarded* » (par rapport à la capacité actuelle des projets en construction (« *under construction* »)) devant être construits et mis en service au cours de cette période. Le rythme réel des appels d'offres et des projets atteignant la phase « *awarded* » dépend du calendrier des appels d'offres, qui peuvent subir des retards potentiels. De même, les projets cibles du Groupe pour des appels d'offres en 2018 dans des pays comme le Mexique pourraient ne pas remporter ces appels d'offres, mais pourraient se révéler plus compétitifs lors de prochains appels d'offres.
 - Le Groupe s'attend à ce que le total des dépenses d'investissement restantes (y compris les frais de développement payés au Groupe par les sociétés de projets) nécessaires pour achever les projets en construction (« *under construction* ») au 30 juin 2018 s'élève à environ 420 millions d'euros. Le Groupe s'attend à ce que ses dépenses d'investissement

pour les projets inclus dans l'objectif de 5 GW, autres que ceux en cours de construction (« *under construction* ») s'élèvent à 2,9 milliards d'euros supplémentaires. Se reporter à la Section 5.2.3 « *Principaux investissements envisagés* » du présent document de base.

- 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 de près de 400 millions d'euros en 2021, réparti de manière équilibrée entre les trois zones géographiques EMEA, Australie et Amériques. Cet objectif repose en partie sur le maintien d'une relative stabilité de la marge d'EBITDA courant du Groupe en 2021 par rapport à la marge d'EBITDA courant du Groupe en 2017. Le Groupe s'attend à ce que ce maintien soit porté par la diminution des coûts moyens O&M, 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.
- *Ratio de dette nette sur EBITDA courant.* L'objectif du Groupe est d'atteindre 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 de base 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. L'objectif de 8,0x est basé sur les objectifs du Groupe en matière de dette nette et d'EBITDA courant au, et pour l'exercice clos le, 31 décembre 2021 (c'est-à-dire incluant les projets financés en exploitation (« *in operation* ») pendant moins d'une année complète ou encore en construction (« *under 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, les apports en fonds propres nécessaires pour financer, avec le financement de projets, des projets représentant 400-500MW supplémentaires de capacité installée par an. D'ici la fin 2021, le Groupe s'attend à pouvoir générer d'avantage 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 de la capacité supplémentaire soit de distribuer des dividendes aux actionnaires.

Politique en matière de dividendes

Compte tenu de ses objectifs à moyen terme susmentionnés, 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. Le lecteur est invité à se reporter à la Section 20.3 « *Politique de distribution de dividendes* » du présent document de base.

13. PREVISIONS OU ESTIMATIONS DU BENEFICE

13.1 HYPOTHESES

Les prévisions présentées dans la Section 13.2 « *Prévisions du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2018* » du présent document de base sont fondées sur les états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, ses comptes consolidés intermédiaires pour le semestre clos le 30 juin 2018 et sur ses derniers comptes de gestion mensuels.

Ces prévisions reposent principalement sur les hypothèses suivantes :

- que les projets du Groupe en construction (« *under construction* ») à la date du présent document de base seront mis en service dans les délais prévus à la Section 6.5.2.1.3 « *Installations photovoltaïques en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)* » et à la Section 6.5.2.2.3 « *Installations éoliennes en exploitation (« in operation ») et en construction (« under construction »)* » du présent document de base ;
- l'absence de changement significatif dans le périmètre de consolidation par rapport au périmètre de consolidation au 30 juin 2018 ;
- l'absence de changement significatif des conditions réglementaires et fiscales par rapport à celles en vigueur à la date du présent document de base ;
- l'absence de variations significatives des taux de change par rapport à ceux en vigueur au 1^{er} juin 2018 ;
- l'absence de changements significatifs des niveaux de curtailment ou des prix de gros de l'électricité affectant les installations du Groupe en Australie par rapport à ceux observés en 2017 et au premier semestre 2018 ;
- que les ressources éoliennes et solaires seront suffisantes pour permettre aux projets du Groupe d'atteindre des niveaux annuels de production d'énergie, nets de disponibilité des équipements, conformes aux estimations P50 et que les projets du Groupe ne seront pas affectés par des maintenances, réparations ou arrêts imprévus et importants ;
- que les contreparties aux contrats de vente conclus par le Groupe achèteront la totalité de la production qu'elles se sont engagées à acheter au titre des contrats d'achat qu'elles sont conclus ;
- qu'aucune sanction ni amende ne sera imposée aux sociétés du Groupe et qu'aucune société du Groupe ne se verra imposer des dommages-intérêts ;
- que la marge d'EBITDA courant totale du Groupe pour 2018 sera plus élevée que la marge d'EBITDA courant réalisée en 2017, reflétant une combinaison de facteurs, notamment la première adoption de la norme IFRS 16 à effet au 1^{er} janvier 2018 et :
 - l'amélioration des marges d'EBITDA courant dans le secteur éolien, reflétant le chiffre d'affaires pour 2018 des projets Hornsdale 2 et 3, dont la quasi-totalité devrait être des revenus pré-contrats de vente d'électricité (*pre-PPA*) avec une marge plus élevée, ainsi qu'une année complète d'exploitation de l'installation Hornsdale Power Reserve ;
 - la baisse des marges d'EBITDA courant dans le secteur solaire. En 2017, les marges d'EBITDA courant dans le secteur solaire ont été exceptionnellement élevées en raison de l'impact des indemnités reçues pour les retards de construction des projets Parkes, Dubbo et Griffith, qui ont eu un impact positif sur l'EBITDA courant mais n'ont pas été comptabilisées dans le chiffre d'affaires. Se reporter à la Section 9.2.1.3 « *Résultats* »

sectoriels » du présent document de base. En 2018, les marges d'EBITDA courant devraient revenir à des niveaux plus normaux, reflétant l'absence envisagée d'indemnités similaires pendant le second semestre 2018. La baisse résultant de la diminution de telles indemnités devrait être compensée en partie par l'impact positif des revenus pré-contracts de vente d'électricité (*pre-PPA*), avec une marge plus élevée, attendus du projet Coleambally à l'occasion de sa mise en service prévue pour fin 2018.

- l'amélioration importante des marges d'EBITDA courant dans le secteur biomasse en 2018 en raison de la reprise de l'exploitation de la centrale biomasse de Commentry (BEC), qui était à l'arrêt ou n'était pas pleinement opérationnelle pendant la majeure partie de l'année 2017.

13.2 PREVISIONS DU GROUPE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2018

Sur la base des hypothèses décrites ci-dessus, le Groupe considère pouvoir réaliser au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

- un chiffre d'affaires consolidé compris entre 220 millions d'euros et 230 millions d'euros ; et
- un EBITDA courant consolidé compris entre 170 millions d'euros et 175 millions d'euros.

Les prévisions présentées dans cette section sont fondées sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe et sur une base conformes aux normes IFRS appliquées par le Groupe depuis le 1^{er} janvier 2018 en tenant compte de la première application des nouvelles normes comptables (IFRS 16, IFRS 15 et IFRS 9). Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, politique, comptable, concurrentiel et réglementaire, ou en fonction d'autres facteurs dont le Groupe n'aurait pas connaissance à la date du présent document de base. En outre, la survenance d'un ou plusieurs risques décrits au Chapitre 4 « *Facteurs de risque* » du présent document de base pourrait également affecter les activités, la situation financière, les résultats et les perspectives du Groupe et affecter négativement sa capacité à réaliser ces prévisions. Rien ne garantit que les résultats réels du Groupe correspondront aux prévisions présentées dans cette section.

13.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Rapport des commissaires aux comptes sur les prévisions de bénéfice (EBITDA courant) relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2018,

Au Président-Directeur Général,

En notre qualité de commissaires aux comptes et en application du règlement (CE) n°809/2004, nous avons établi le présent rapport sur les prévisions de bénéfice (EBITDA courant) de la société NEOEN incluses dans la partie 13 du document de base.

Ces prévisions et les hypothèses significatives qui les sous-tendent ont été établies sous votre responsabilité, en application des dispositions du règlement (CE) n°809/2004 et des recommandations ESMA relatives aux prévisions.

Il nous appartient sur la base de nos travaux d'exprimer une conclusion, dans les termes requis par l'annexe I, point 13.2, du règlement (CE) n°809/2004, sur le caractère adéquat de l'établissement de ces prévisions.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont comporté une appréciation des procédures mises en place par la direction pour

l'établissement des prévisions ainsi que la mise en œuvre de diligences permettant de s'assurer de la conformité des méthodes comptables utilisées avec celles suivies pour l'établissement des informations financières historiques de la société NEOEN. Elles ont également consisté à collecter les informations et les explications que nous avons estimées nécessaires permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les prévisions sont adéquatement établies sur la base des hypothèses qui sont énoncées.

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

À notre avis :

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

Ce rapport est émis aux seules fins:

- de l'enregistrement du document de base auprès de l'AMF et,
- de l'admission aux négociations sur un marché réglementé, et/ou d'une offre au public, d'actions ou de titres de créance de valeur nominale unitaire inférieure à 100.000 € de la société NEOEN en France et dans les autres pays de l'Union européenne dans lesquels le prospectus visé par l'AMF, serait notifié

et ne peut pas être utilisé dans un autre contexte.

À Paris et La Défense, 17 septembre 2018

Les commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

RSM Paris

François Xavier AMEYE

Etienne de Bryas

14. ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION, DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 COMPOSITION DES ORGANES DE DIRECTION ET DE CONTRÔLE

La Société est une société anonyme à conseil d'administration depuis le 12 septembre 2018. Une description des principales stipulations des statuts que la Société a adopté sous condition suspensive de l'admission définitive des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, en particulier le mode de fonctionnement du Conseil d'administration et les pouvoirs des organes de direction et de contrôle, ainsi qu'un descriptif résumé des principales stipulations du règlement intérieur du Conseil d'administration et des comités spécialisés du Conseil d'administration que la Société envisage de mettre en place, avec effet à la date de l'admission définitive des actions de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris, figurent au Chapitre 16 « *Fonctionnement des organes d'administration et de direction* » et au Chapitre 21 « *Informations complémentaires* » du présent document de base.

14.2 CONSEIL D'ADMINISTRATION

14.2.1 Composition du Conseil d'administration

Le tableau ci-dessous présente la composition du Conseil d'administration à la date du présent document de base et les principaux mandats et fonctions exercés par les membres du Conseil d'administration en dehors de la Société (au sein du Groupe ou en dehors du Groupe) au cours des cinq dernières années.

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues ⁽¹⁾	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
Xavier Barbaro 6 rue Ménars 75002 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 1.645.731	42 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021	Président-Directeur Général	Mandats et fonctions exercés à la date du document de base : Néant Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés : Néant
Simon Veyrat 4 rue Euler 75008 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 0 ⁽²⁾	27 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019	Administrateur	Mandats et fonctions exercés à la date du document de base : Néant Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés : Néant
Stéphanie Levan 4 rue Euler 75008 Paris	47 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31	Administrateur	Mandats et fonctions exercés à la date du document de base : - Directeur financier de Impala SAS

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues⁽¹⁾	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
Nombre d'actions de la Société détenues : 21.500			décembre 2018		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 ⁽⁴⁾
Céline André 8 boulevard Haussmann 75009 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 0 ⁽³⁾	39 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020	Administrateur en qualité de représentante permanente de Bpifrance Investissement	Mandats et fonctions exercés à la date du document de base : - 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 ⁽⁴⁾ - Représentant permanent de Bpifrance Participation au sein du Conseil d'administration et du Comité d'audit de Viadeo ⁽⁴⁾ - Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Conseil d'administration de Gascogne SA ⁽⁴⁾ - Membre du Conseil de surveillance de STH
Helen Lee Bouygues 184 avenue Victor Hugo 75116 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 0	46 ans	Américaine	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020	Administrateur indépendant	Mandats et fonctions exercés à la date du document de base : - Présidente de HLB Partners - Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit de Vivarte - Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit et de

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues ⁽¹⁾	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
					<p>rémunération de Burelle SA⁽⁴⁾</p> <ul style="list-style-type: none"> - Gouverneur et membre du Comité de Finance de l'Hôpital américain (Association) - Membre du Conseil d'administration de CGG⁽⁴⁾ <p>Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Fondateur et Directeur Général de Lee Bouygues Partners - Partner de McKinsey RTS France
<p>Christophe Gégout 25 rue Leblanc 75015 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 0</p>	42 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019	Administrateur indépendant	<p>Mandats et fonctions exercés à la date du document de base :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 FTICI - Membre du Conseil d'administration et Président du Comité d'audit de Soitec⁽⁴⁾ - Membre du Conseil d'administration de Sécché environnement - Représentant permanent de CEA Investissement, censeur au Conseil de surveillance de Kalray <p>Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Représentant permanent du CEA, membre du Conseil de surveillance de Areva⁽⁴⁾

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues ⁽¹⁾	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
Bertrand Dumazy 166-180 boulevard Gabriel Péri, 92240 Malakoff Nombre d'actions de la Société détenues : 0	47 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021	Administrateur indépendant en qualité de représentant permanent de Sixto	<ul style="list-style-type: none"> - Représentant permanent de CEA Investissement, censeur au Conseil d'administration de Areva⁽⁴⁾ - Administrateur de Areva NC - Administrateur de Areva Mines <hr/> Mandats et fonctions exercés à la date du document de base : <ul style="list-style-type: none"> - Président-Directeur général d'Edenred SA⁽⁴⁾ - 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 : <ul style="list-style-type: none"> - 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

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues ⁽¹⁾	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
					<ul style="list-style-type: none"> - 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 A.S (Turquie) - Censeur au sein du Conseil d'administration d'AB Science

⁽¹⁾ 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, qui a été décidé lors de l'assemblée générale de la Société du 12 septembre 2018 et qui sera mis en œuvre préalablement au visa sur la note d'opération.

⁽²⁾ Monsieur Simon Veyrat est actionnaire indirect de la Société, à travers Impala SAS, dont il est actionnaire minoritaire.

⁽³⁾ 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 au Chapitre 18 « Actionnaires » du présent document de base).

⁽⁴⁾ Sociétés françaises cotées.

À la date du présent document de base, Monsieur Serge Savasta est également membre du Conseil d'administration de la Société. Toutefois, à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, Monsieur Serge Savasta démissionnera de ses fonctions d'administrateur de la Société.

Renseignements concernant les membres du Conseil d'administration

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.

Simon Veyrat est diplômé de l'École des Hautes Études 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). Dans le cadre de ses études, Simon Veyrat a eu diverses expériences professionnelles au sein de cabinets d'avocats d'affaires.

Stéphanie Levan a commencé sa carrière chez Ernst & Young où elle assurait des missions d'audit et de conseil pendant 5 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.

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^{er} octobre 2017. 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 Ecole (2002) et titulaire d'un certificat administrateur de sociétés de l'Institut français des administrateurs (IFA).

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 Directeur 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 Associé, 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.

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). 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).

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.

Serge Savasta a démarré sa carrière en 2000 au Crédit Lyonnais en tant que Consultant en systèmes d'informations dans les marchés de capitaux. En 2002, il rejoint le département des financements structurés de la banque (devenue CA-CIB en 2004) comme Chargé d'affaires en financement d'actifs puis en tant que *relationship manager*. Il rejoint Omnes Capital en 2006 en tant que Directeur d'investissements au sein de l'équipe Energies Renouvelables dont il prend la responsabilité en 2008. Il est aujourd'hui associé gérant d'Omnes Capital, membre du comité de direction et responsable de l'activité Infrastructure de la société. Il a été administrateur du Syndicat des Energies Renouvelables de 2009 à 2013. Serge Savasta est ingénieur diplômé de l'École Spéciale des Travaux Publics. Il est également titulaire d'un MBA d'HEC Paris.

Équilibre dans la composition du Conseil d'administration

Au regard des critères d'indépendance définis par le Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées publié par l'Afep et le Medef (le « Code AFEP-MEDEF ») auquel la Société entend se référer, le Conseil d'administration, sur recommandation du Comité des nominations et des rémunérations, a estimé que Madame Helen Lee Bouygues et Messieurs Christophe Gégout et Bertrand Dumazy sont des membres indépendants au sein du Conseil d'administration.

À compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris, le Conseil d'administration sera ainsi constitué de sept membres dont trois administrateurs indépendants (soit environ 42% de membres indépendants) et trois femmes (soit environ 42% de femmes).

Le Conseil d'administration sera 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.

14.2.2 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.

Dans le cadre de la transformation de la Société en société anonyme, la Société a procédé à la nomination de Monsieur Jacques Veyrat en qualité de censeur du Conseil d'administration.

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
Jacques Veyrat 4 rue Euler, 75008 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 0 ⁽¹⁾	55 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021	Censeur	Mandats et fonctions exercés à la date du document de base : - Président de Impala SAS - Président du Conseil d'administration de Fnac- Darty ⁽²⁾

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
					<ul style="list-style-type: none"> - Administrateur de HSBC France - Administrateur de Nexity⁽²⁾ - 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 de ID Logistics⁽²⁾ <p>Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Membre du Conseil de surveillance de Eurazeo⁽²⁾ - Administrateur de Direct Energie⁽²⁾ - Administrateur de ID Logistics Group - Administrateur de Imerys

⁽¹⁾ Monsieur Jacques Veyrat contrôle la société Impala SAS qui détient la majorité du capital social de la Société.

⁽²⁾ Sociétés françaises cotées.

Renseignements personnels concernant le censeur du Conseil d'administration

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.

14.2.3 Direction générale

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 le 1^{er} mars 2011.

La Société a engagé des réflexions sur l'opportunité de désigner un ou plusieurs membres du Comité exécutif en qualité de Directeur général délégué dans les mois suivant la réalisation de l'introduction

en bourse, selon les besoins de la Société dans le cadre du développement de son activité. Le cas échéant, cette ou ces nominations serai(en)t portée(s) à la connaissance des actionnaires le moment venu.

14.3 DÉCLARATION RELATIVE AUX MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE

À la connaissance de la Société, 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, à la date du présent document de base, aucun lien familial entre les membres du Conseil d'administration mentionnés à la section 14.2.1 « *Composition du Conseil d'administration* » du présent document de base, ou entre les membres du Conseil d'administration et les membres de la Direction générale de la Société.

À la connaissance de la Société, au cours des cinq dernières années : (i) aucune condamnation pour fraude n'a été prononcée à l'encontre d'une des personnes susvisées, (ii) aucune des personnes susvisées n'a été associée à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation, (iii) 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) et (iv) 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.

14.4 CONFLITS D'INTÉRÊTS

La composition du Conseil d'administration à la date du présent document de base résulte d'un pacte d'actionnaires conclu le 17 octobre 2014 et modifié le 23 février 2018 et le 12 septembre 2018 entre les associés de la Société qui sera résilié de plein droit à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris (voir la Section 18.3 « *Pactes d'actionnaires* » du présent document de base).

À la date d'admission des actions de la Société sur Euronext Paris, trois membres du Conseil d'administration auront été désignés sur proposition de l'actionnaire de référence Impala SAS (Messieurs Xavier Barbaro et Simon Veyrat et Madame Stéphanie Levan) et un membre du Conseil d'administration sera représentant permanent de Bpifrance Investissement (Madame Céline André).

À la connaissance de la Société, et sous réserve des relations décrites au Chapitre 19 « *Opérations avec les apparentés* » du présent document de base, il n'existe pas, à la date du présent document de base, de conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs à l'égard de la Société des membres du Conseil d'administration mentionnés à la Section 14.2.1 « *Composition du Conseil d'administration* » du présent document de base, et de la Direction générale de la Société et leurs intérêts privés.

À la date du présent document de base, sous réserve de certains engagements de conservation (*lock-up*) usuels qui seraient conclus avec des établissements garants du placement dans le cadre du projet d'admission aux négociations des actions de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris (dont une description figurera dans le prospectus relatif à cette opération) et des engagements existants au titre des plans d'attribution gratuite d'actions existants (dont une description figure à la Section 15.1.4.3 du présent document de base), à la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par les membres du Conseil d'administration mentionnés à la Section 14.2.1 « *Composition du Conseil d'administration* » du présent document de base, ou les membres de la Direction générale de la Société concernant la cession de leur participation dans le capital social de la Société, à l'exception des règles relatives à la prévention des délits d'initiés et des recommandations du Code AFEP-MEDEF imposant une obligation de conservation d'actions.

15. RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES DIRIGEANTS

15.1 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES VERSÉS AUX DIRIGEANTS ET MANDATAIRES SOCIAUX

Il est rappelé que dans le cadre de l'admission de ses actions aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, la Société entend se référer au Code AFEP-MEDEF (voir la Section 16.5 « Déclaration relative au gouvernement d'entreprise » du présent document de base).

Les tableaux insérés aux sections ci-dessous présentent une synthèse des rémunérations et avantages de toute nature versés au Président-Directeur Général de la Société et aux membres du Conseil d'administration de la Société en lien avec leur mandat par (i) la Société, (ii) les sociétés contrôlées par la Société, au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce, (iii) les sociétés contrôlées par la ou les société(s) qui contrôle(nt) la Société, au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce, et (iv) la ou les société(s) qui contrôle(nt) la Société, au sens du même article.

15.1.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux

À la date du présent document de base, la Société est une société anonyme à Conseil d'administration dans laquelle les fonctions de Président du Conseil d'administration et de Directeur Général sont réunies et exercées par Monsieur Xavier Barbaro. Celui-ci exerçait préalablement, jusqu'au 12 septembre 2018, les fonctions de Président de la Société sous sa forme de société par actions simplifiée.

Tableau 1 – Synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées à Monsieur Xavier Barbaro, Président-Directeur Général de la Société (nomenclature AMF)

Le tableau suivant présente la synthèse des rémunérations de Monsieur Xavier Barbaro, Président-Directeur Général de la Société (et anciennement Président de la Société sous sa forme antérieure de société par actions simplifiée), pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2017.

En euros	Montants bruts versés au cours de l'exercice			
	2016 ⁽¹⁾		2017 ⁽¹⁾	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
Xavier Barbaro, Président-Directeur Général				
Rémunérations dues au titre de l'exercice (<i>détaillées au tableau 2</i>)	180.000	360.000	180.000	270.000
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	-	-	-	-
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice	-	-	-	-
Valorisation des actions attribuées gratuitement	-	113.400	-	-
Total	180.000	473.400	180.000	270.000

⁽¹⁾ Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

Tableau 2 – Récapitulatif des rémunérations de Monsieur Xavier Barbaro, Président-Directeur Général de la Société (nomenclature AMF)

Le tableau ci-après présente la rémunération fixe, exceptionnelle et autres avantages octroyés à Monsieur Xavier Barbaro, actuellement Président-Directeur Général de la Société (et précédemment Président de Neoen SAS) pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2017.

En euros	Montants bruts versés au cours de l'exercice			
	2016 ⁽¹⁾		2017 ⁽¹⁾	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
Rémunération fixe	180.000	180.000	180.000	180.000
Rémunération variable annuelle	-	-	-	-
Rémunération variable pluriannuelle	-	-	-	-
Rémunération exceptionnelle ⁽²⁾	-	180.000	-	90.000
Avantages en nature ⁽³⁾	4.106,48 (véhicule de fonction)	4.106,48	4.612,33 (véhicule de fonction) 4.766,40 (indemnités d'assurance chômage)	9.378,73
Total	184.106,48	364.106,48	189.378,73	279.378,73

⁽¹⁾ Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

⁽²⁾ Le montant de la rémunération versée au Président-Directeur Général en N est fixé par le Conseil d'administration, sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, puis versé en N+1.

⁽³⁾ Monsieur Xavier Barbaro bénéficie d'un véhicule de fonction et d'une assurance chômage (se référer à la Section 15.1.5 « Contrats de travail, indemnités de retraite et indemnités en cas de cessation des fonctions des dirigeants mandataires sociaux » du présent document de base pour plus d'informations sur cette assurance chômage).

Principes régissant la rémunération de Monsieur Xavier Barbaro, Président-Directeur Général de la Société

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 1er 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 rôle et la composition du Comité des nominations et des rémunérations sont plus amplement décrits à la Section 16.4.2 « Comité des nominations et des rémunérations » du présent document de base.

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.

Rémunération fixe

Le montant de la rémunération brute fixe annuelle de Monsieur Xavier Barbaro est fixée à 200.000 euros, à compter du 1er 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 tenant compte d'une rémunération fixe annuelle d'un montant de 200.000 euros), 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 (Corporate Sustainability Rating). 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.

15.1.2 Jetons de présence et autres rémunérations perçues par les membres du Conseil d'administration

Tableau 3 – Récapitulatif des rémunérations de chaque membre du Conseil d'administration (nomenclature AMF)

Le tableau ci-après détaille le montant des jetons de présence versés aux membres du Conseil d'administration de la Société au cours des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2017 :

Membres du Conseil d'administration <i>(en euros)</i>	Montants bruts versés au cours de l'exercice	
	2016⁽¹⁾	2017⁽¹⁾
Xavier Barbaro		
Jetons de présence	-	-
Autres rémunérations	364.106,48	274.612,33
Simon Veyrat		
Jetons de présence	N/A	N/A
Autres rémunérations	N/A	N/A
Stéphanie Levan		
Jetons de présence	N/A	N/A
Autres rémunérations	N/A	N/A
Céline André		
Jetons de présence	N/A	N/A
Autres rémunérations	N/A	N/A
Helen Lee Bouygues		
Jetons de présence	N/A	N/A
Autres rémunérations	N/A	N/A
Christophe Gégout		
Jetons de présence	15.800	15.800
Autres rémunérations	-	-
Bertrand Dumazy		
Jetons de présence	N/A	N/A
Autres rémunérations	N/A	N/A

⁽¹⁾ Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

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 2016 et 2017.

Dans le cadre de l'admission aux négociations des actions de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris, la Société envisage de verser 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 sera versée à chaque administrateur, dont le montant versé sera 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 sera réduit de 10% ;
 - en cas d'absence à un nombre de réunions compris entre 20 et 50% : le montant dû sera réduit au prorata de la participation ; et
 - en cas d'absence à un nombre de réunions supérieur à 50% : le montant dû sera réduit de 50%.
- Pour les Comités : une rémunération de 7.500 euros sera 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 sera versée au président du Comité d'audit et de 10.000 euros au président du Comité des nominations et des rémunérations.

L'assemblée générale des actionnaires a décidé de fixer le montant de l'enveloppe annuelle des jetons de présence à 170.000 euros à compter de 2018. Cette enveloppe globale demeurera en vigueur chaque année, sauf si une nouvelle assemblée générale décide, à l'avenir, de modifier le montant de l'enveloppe globale des jetons de présence alloués au conseil. Par ailleurs, le montant des jetons de présence étant alloué sur une base annuelle, ce montant sera calculé prorata 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.

Il est précisé que Monsieur Xavier Barbaro, Président-Directeur Général de la Société, qui bénéficie d'une rémunération de mandataire social *ès qualité* ne percevra pas de jetons de présence en sus.

15.1.3 Plans d'options de souscription ou d'achat d'actions

15.1.3.1 Options de souscription ou d'achat d'actions de la Société attribuées durant l'exercice 2017 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

15.1.3.2 Options de souscription ou d'achat d'actions de la Société levées durant l'exercice 2017 par les dirigeants mandataires sociaux

Néant.

15.1.3.3 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 – Information sur les options de souscription ou d'achat (avant regroupement d'actions) (nomenclature AMF)

	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2016	Plan 2016	Plan 2015	Plan 2014
Date de l'assemblée générale	4/07/2018	29/05/2018	29/05/2018	17/03/2014 ⁽¹⁾	17/03/2014	17/03/2014	17/03/2014
Date de la décision du Président arrêtant la liste des bénéficiaires	5/07/2018		30/05/2018	23/12/2016	08/01/2016	21/01/2015	17/03/2014
Nombre total d'actions pouvant être souscrites ou achetées, dont le nombre peut être souscrit par ⁽²⁾ :	130.000	10.000	80.000	470.000	305.000	1.142.500	175.000
<i>Xavier Barbaro, Président-Directeur Général</i>	-	-	-	-	-	-	-
Début de la période d'exercice des options	6/07/2021	31/05/2021	31/05/2021	24/12/2019	11/01/2019 ⁽³⁾	02/01/2017	01/04/2017
Date d'expiration de la période d'exercice des options	5/07/2023	30/05/2023	30/05/2023	23/12/2021	10/01/2021 ⁽³⁾	01/01/2020	01/04/2019
Prix de souscription ou d'achat ⁽⁴⁾	5€	5€	5€	3€	2€	2€	1,20€
Modalités d'exercice (si le plan comporte plusieurs tranches) ⁽⁵⁾	-	-	-	-	-	-	-
Nombre d'actions souscrites à la date du présent document de base	0	0	0	0	0	850.000	105.000
Nombre cumulé d'options de souscription ou d'achat d'actions annulées ou caduques	0	0	0	20.000	75.000	60.000	70.000

	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2016	Plan 2016	Plan 2015	Plan 2014
Options de souscription ou d'achat d'actions restantes à la date du présent document de base	130.000	10.000	80.000	450.000	230.000	232.500	0

⁽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 sera ajusté à raison de la division par deux (sous réserve du traitement des rompus) 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 vocation à intervenir avant le visa de l'AMF sur le prospectus.

⁽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'une salariée pour laquelle 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 cette salariée et se termine le 16 mai 2021.

⁽⁴⁾ Ce prix d'exercice sera multiplié par deux 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 vocation à intervenir avant le visa de l'AMF sur le prospectus.

⁽⁵⁾ Les plans 2018, 2016 et 2015 présentés comportent une période de vesting d'une durée de trente-six (36) mois (à l'exception du plan du 16 mai 2016 applicable à une seule salariée, qui prévoit une période de vesting expirant au 1^{er} janvier 2019). Le plan 2014 comporte une période de vesting d'une durée de vingt-quatre (24) mois.

15.1.3.4 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix premiers salariés

Tableau 9 – Options de souscription ou d'achat d'actions (avant 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 2015	Plan 2014
Options consenties, durant l'exercice 2017, 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)	-	-	-	-
Options détenues sur l'émetteur et les sociétés visées précédemment, levées, durant l'exercice 2017, 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)	311.050 ^{(1) (2)}	1,32 € ⁽³⁾	95.000 ⁽²⁾	26.050 ⁽²⁾

⁽¹⁾ Dont 190.000 options issues de plans antérieurs à ceux figurant dans le tableau 8 et au titre desquels il ne reste plus aucune option susceptible d'être exercée.

⁽²⁾ Ce nombre sera ajusté à raison de la division par deux (sous réserve du traitement des rompus) 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 vocation à intervenir avant le visa de l'AMF sur le prospectus.

⁽³⁾ Ce prix d'exercice sera multiplié par deux 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 vocation à intervenir avant le visa de l'AMF sur le prospectus.

15.1.4 Attributions gratuites d'actions

15.1.4.1 Actions attribuées gratuitement à chaque mandataire social durant l'exercice 2017

Néant.

15.1.4.2 Actions attribuées gratuitement à chaque mandataire social devenues disponibles durant l'exercice 2017

Néant.

15.1.4.3 Historique des attributions gratuites d'actions de la Société

Tableau 10 – Historique des attributions gratuites d'actions – Information sur les actions attribuées gratuitement (avant 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: ⁽¹⁾	1.141.288	215.000	5.000	212.108	217.175	217.500
<i>Xavier Barbaro, Président-Directeur Général</i> ⁽¹⁾	210.000	-	-	48.538	37.800	-
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 à la date du présent document de base	0	0	0	0	217.175	207.500
Nombre cumulé d'actions annulées ou caduques	0	0	0	0	0	10.000
Actions attribuées gratuitement restantes à la date du présent document de base	1.141.288	215.000	5.000	212.108	0	0

⁽¹⁾ Ce nombre sera ajusté à raison de la division par deux (sous réserve du traitement des rompus) 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 vocation à intervenir avant le visa de l'AMF sur le prospectus.

15.1.5 Contrats de travail, indemnités de retraite et indemnités en cas de cessation des fonctions des dirigeants mandataires sociaux

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
Xavier Barbaro 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

À la date du présent document de base, Monsieur Xavier Barbaro est partie à un contrat de travail avec la Société, signé le 30 avril 2009 et actuellement suspendu. Afin de se conformer aux dispositions du Code AFEP-MEDEF, auquel la Société entend se référer, Monsieur Xavier Barbaro démissionnera de ses fonctions au plus tard 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 1er mai 2017 auprès d'Axa France, lui assurant une indemnisation, sur une période de douze mois, équivalente à 70% de sa rémunération brute annuelle.

15.2 CONFORMITÉ DE LA RÉMUNÉRATION GLOBALE DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX AUX RECOMMANDATIONS DU CODE AFEP-MEDEF

À compter de l'admission aux négociations des actions de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris, celle-ci entend se conformer à l'ensemble des recommandations du Code AFEP-MEDEF.

Le Code AFEP-MEDEF auquel la Société entend se référer peut être consulté sur Internet¹⁴. La Société tient à la disposition permanente des membres de ses organes sociaux des copies de ce code.

15.3 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.

¹⁴ <http://www.medef.com/uploads/media/node/0001/15/8aa47dca7788a4a9b02c74c6d9da4bb9ad90f450.pdf>

16. FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

16.1 MANDATS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Les dates d'expiration des mandats des membres du Conseil d'administration et de la Direction générale de la Société figurent à la Section 14.1 « *Composition des organes de direction et de contrôle* » du présent document de base.

Il est précisé que les dates d'expiration des mandats des membres et futurs membres du Conseil d'administration sont échelonnées afin d'organiser un renouvellement périodique des membres du Conseil d'administration conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF.

16.2 INFORMATIONS SUR LES CONTRATS DE SERVICE LIANT DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION À LA SOCIÉTÉ OU À L'UNE QUELCONQUE DE SES FILIALES

À la connaissance de la Société, il n'existe pas de contrat de service liant les membres du Conseil d'administration à la Société ou à l'une de ses filiales et prévoyant l'octroi d'avantages.

Pour mémoire, à la date du présent document de base, Monsieur Xavier Barbaro, Président-Directeur Général de la Société, est partie à un contrat de travail avec la Société, actuellement suspendu. Afin de se conformer aux dispositions du Code AFEP-MEDEF, auquel la Société entend se référer, Monsieur Xavier Barbaro démissionnera de ses fonctions au plus tard à la date d'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

16.3 RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration de la Société, dans sa séance du 12 septembre 2018, a adopté, sous condition suspensive et avec effet à compter de la date d'admission définitive des actions de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris, un règlement intérieur décrivant la composition, les missions et les règles régissant son fonctionnement en complément des dispositions législatives, réglementaires et statutaires applicables. Des informations relatives au contenu du règlement intérieur sur les pouvoirs et le fonctionnement du Conseil d'administration figurent à la Section 21.2.2 « *Conseil d'administration et Direction générale* » du présent document de base.

16.3.1 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 dispositions qui précèdent 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.

16.3.2 Matières réservées au Conseil d'administration

Aux termes de l'article 15 des statuts tels que la Société les a adoptés sous condition suspensive de l'admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris, 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 qu'il est envisagé de mettre en place avec effet à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris, 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 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 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 supérieur 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 des présentes, 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 Société 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 Société 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'offre 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%.

16.4 COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Aux termes de l'article 14 des statuts de la Société, adoptés par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 12 septembre 2018 dans le cadre de la transformation de la Société en société anonyme, le Conseil d'administration de la Société peut décider la création de comités chargés d'étudier les questions que lui-même ou son président soumet à leur examen.

Dans ce cadre, 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, dont la composition, les attributions et les règles de fonctionnement, telles qu'elles s'appliqueront à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris, sont décrites ci-après. Ces comités ont été mis en place à la date de la transformation de la Société en société anonyme. Ils succèdent respectivement aux Comité d'audit et Comité des nominations et des rémunérations existant. La composition de ces comités (telle que présentée ci-après) est déjà conforme aux recommandations du Code AFEP-MEDEF.

16.4.1 Comité d'audit

À la date du présent document de base, le Comité d'audit est composé de Madame Stéphanie Levan, administratrice de la Société, de Monsieur Christophe Gégout et de Madame Helen Lee Bouygues, administrateurs indépendants de la Société. Monsieur Christophe Gégout préside ce Comité.

16.4.1.1 Composition (article 2 du règlement intérieur du Comité d'audit)

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.

16.4.1.2 Missions (article 1 du règlement intérieur du Comité d'audit)

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.

16.4.1.3 Fonctionnement (article 3 du règlement intérieur du Comité d'audit)

Le Comité d'audit peut valablement délibérer soit en cours de réunions, soit par téléphone ou visioconférence, dans les mêmes conditions que celles prévues pour le Conseil d'administration à l'article 2.4.2 du Règlement Intérieur du Conseil d'administration, sur convocation de son Président ou du secrétaire du Comité d'audit, à condition que la moitié au moins des membres participent à ses travaux. Les membres du Comité d'audit ne peuvent donner mandat à un autre membre de les représenter.

Les recommandations émises par le Comité d'audit sont adoptées à la majorité simple des membres participant à la réunion, chaque membre étant titulaire d'une voix. En cas de partage des voix, celle du président du Comité d'audit, ou en son absence, d'un autre membre indépendant, est prépondérante.

Le Comité d'audit se réunit autant que de besoin et, en tout état de cause, au moins deux fois par an à l'occasion de la préparation des comptes annuels et des comptes semestriels.

Les réunions se tiennent avant la réunion du Conseil d'administration et, dans la mesure du possible, au moins deux jours avant cette réunion lorsque l'ordre du jour du Comité d'audit porte sur l'examen des comptes semestriels et annuels préalablement à leur examen par le Conseil d'administration.

16.4.2 Comité des nominations et des rémunérations

À la date du présent document de base, le Comité des nominations et des rémunérations est composé de Madame Helen Lee Bouygues et de Messieurs Jacques Veyrat et Bertrand Dumazy. Monsieur Bertrand Dumazy préside ce Comité.

16.4.2.1 Composition (article 2 du règlement intérieur du Comité des nominations et des rémunérations)

Le Comité des nominations et des rémunérations est composé de 3 membres dont la majorité sont des membres indépendants du Conseil d'administration au sens de l'article 1.2 du Règlement Intérieur du Conseil d'administration. Ils sont désignés par le Conseil d'administration parmi ses membres ou parmi les Censeurs et en considération notamment de leur indépendance et de leur compétence en matière de sélection ou de rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés cotées. Le Comité des nominations et des rémunérations ne peut comprendre aucun dirigeant mandataire social exécutif.

La composition du Comité peut être modifiée par le Conseil d'administration agissant à la demande de son Président, et est, en tout état de cause, obligatoirement modifiée en cas de changement de la composition générale du Conseil d'administration ou de changement de Censeurs pourvu que ces Censeurs soient membres du Comité des nominations et des rémunérations.

La durée du mandat des membres du Comité des nominations et des rémunérations coïncide avec celle de leur mandat de membre du Conseil d'administration ou de Censeur. Il peut faire l'objet d'un renouvellement en même temps que ce dernier.

Le Président du Comité des nominations et des rémunérations est désigné parmi les membres indépendants par le Conseil d'administration ou l'un des Censeurs.

16.4.2.2 Missions (article 1 du règlement intérieur du Comité des nominations et des rémunérations)

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 de direction ;
- 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 de la Direction générale 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.

16.4.2.3 Fonctionnement (article 3 du règlement intérieur du Comité des nominations et des rémunérations)

Le Comité des nominations et des rémunérations peut valablement délibérer soit au cours de réunions physiques, soit par téléphone ou visioconférence, dans les mêmes conditions que celles prévues pour le Conseil d'administration à l'article 2.4.2 du Règlement Intérieur du Conseil d'administration, sur convocation de son Président ou du secrétaire du Comité des nominations et des rémunérations, à condition que la moitié au moins des membres participent à ses travaux. Les membres du Comité des nominations et des rémunérations ne peuvent donner mandat à un autre membre de les représenter.

Les recommandations émises par le Comité des nominations et des rémunérations sont adoptées à la majorité simple des membres présents. En cas de partage des voix, celle du Président du Comité des nominations et des rémunérations, ou en son absence, celle d'un autre membre indépendant, est prépondérante.

Le Comité des nominations et des rémunérations se réunit autant que de besoin et, en tout état de cause préalablement à toute réunion du Conseil d'administration se prononçant sur la fixation de la rémunération des dirigeants et la nomination des membres du Conseil d'administration ou sur la répartition des jetons de présence.

16.5 DÉCLARATION RELATIVE AU GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

À compter de l'admission de ses actions aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, la Société entend se référer aux recommandations du 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 entend se conformer à l'ensemble des recommandations de ce Code, en particulier dans le cadre de l'élaboration du rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise prévu par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Le Code AFEP-MEDEF auquel la Société entend se référer peut être consulté sur Internet à l'adresse suivante : www.medef.com. La Société tient à la disposition permanente des membres de ses organes sociaux des copies de ce code.

16.6 CONTRÔLE INTERNE

Pour une information détaillée sur les dispositifs de gestion des risques mis en place par le Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la Section 4.4 « *Assurances et gestion des risques* » du présent document de base.

Dans la mesure où, à la date du présent document de base, aucun titre financier de la Société n'est admis aux négociations sur un marché réglementé, la Société n'est pas tenue d'établir un rapport sur la composition du Conseil d'administration et l'application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes en son sein ainsi que les conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil.

À compter de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2018, et pour autant que les actions de la Société soient admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, (i) le Conseil d'administration de la Société sera tenu d'inclure ces informations dans le rapport sur le gouvernement d'entreprise conformément aux dispositions des articles L. 225-37, L. 225-37-3 et L. 225-37-5 du Code de commerce, et (ii) le rapport de gestion du Conseil d'administration de la Société à l'assemblée générale présentera également les informations sur la manière dont la Société prend en compte les

conséquences sociales et environnementales de son activité ainsi que sur ses engagements sociaux en faveur du développement durable et en faveur de la lutte contre les discriminations et de la promotion des diversités, conformément à l'article L. 225-102-1 du Code de commerce.

17. SALARIÉS

17.1 GESTION DES RESSOURCES HUMAINES

17.1.1 Évolution des effectifs¹⁵

Au 30 juin 2018, l'effectif du Groupe était de 148 salariés dans le monde, contre 134 salariés au 31 décembre 2017, soit une augmentation de 10,45%.

L'évolution des effectifs du Groupe au cours des trois derniers exercices et du premier semestre 2018 s'établit comme suit :

Effectif total	31 décembre 2015	31 décembre 2016	31 décembre 2017	30 juin 2018
Monde	93	111	134	148
dont France	75	78	80	85

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 Mozambique, en Zambie, au Portugal et aux États-Unis.

Au 30 juin 2018, la répartition par pays des 148 salariés du Groupe était la suivante :

Effectif par pays	30 juin 2018
France	85
Australie	33
Mexique	8
Argentine	5
Salvador	6
Portugal	4
Mozambique	2
États-Unis	2
Zambie	3
Total	148

Embauches

¹⁵ 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.

Le nombre d'embauches au cours des exercices clos les 31 décembre 2015, 2016 et 2017 s'établit comme suit :

Nombre d'embauches	31 décembre		
	2015*	2016	2017
Monde	80	40	49
dont France	67	21	17

* Le nombre d'embauches en 2015 tient compte de l'entrée dans le Groupe des effectifs de la société Juwi.

La part des embauches dans l'effectif global aux 31 décembre 2015, 2016 et 2017 ressort respectivement à 86%, 36,1% et 36,6%.

Départs

Le nombre de départs au cours des exercices clos les 31 décembre 2015, 2016 et 2017 s'établit comme suit :

Nombre de départs	31 décembre		
	2015	2016	2017
Monde	45	22	26
dont France	43	18	15

La part des départs dans l'effectif global aux 31 décembre 2015, 2016 et 2017 ressort respectivement à 48,3%, 19,8% et 19,4%.

17.1.2 Répartition des effectifs

Répartition des effectifs par activité

Au 30 juin 2018, les salariés se répartissent de la façon suivante entre les différentes activités du Groupe :

30 juin 2018

Répartition des effectifs par activité	Monde	Dont France
Direction	5	5
Support	2	1
Juridique-Ressources Humaines	6	6
Développement	57	28
Finances	27	14
Financement	14	12
Achats	3	3
Construction	12	6
Expertise technique	3	3
Biomasse	2	2
<i>O&M</i>	17	5
Total	148	85

Répartition des effectifs par type de contrat

La répartition des effectifs par type de contrat aux 31 décembre 2015, 2016 et 2017 s'établit comme suit :

Répartition des effectifs par type de contrat	31 décembre		
	2015	2016	2017
Contrats à durée indéterminée.....	89	105	130
Contrats à durée déterminée.....	4	6	4
Total	93	111	134

Répartition des effectifs par catégorie professionnelle

La répartition des effectifs par catégorie aux 31 décembre 2015, 2016 et 2017 s'établit comme suit :

Répartition des effectifs par catégorie professionnelle	31 décembre		
	2015	2016	2017
Cadres	81	100	125
Techniciens et agents de maîtrise.....	11	9	8
Employés	1	2	1
Total	93	111	134

Répartition des effectifs par tranche d'âge

La répartition des effectifs par tranche d'âge aux 31 décembre 2015, 2016 et 2017 s'établit comme suit :

Répartition des effectifs par tranche d'âge	31 décembre		
	2015	2016	2017
25 ans et moins.....	5	8	10
26-35 ans.....	45	59	69
36-45 ans.....	31	31	39
46 ans et plus.....	12	13	16
Total	93	111	134

Répartition des effectifs par genre

La répartition des effectifs par genre aux 31 décembre 2015, 2016 et 2017 s'établit comme suit :

Répartition des effectifs par genre	31 décembre		
	2015	2016	2017
Femmes.....	30	37	38
dont femmes non-cadres	5	5	4
dont femmes cadres.....	25	32	34
Hommes	63	74	96
Total	93	111	134

17.1.3 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 base, plus de 15 salariés ayant été embauchés par une société du Groupe ont ensuite rejoint à titre temporaire ou définitif une autre société du Groupe.

Égalité professionnelle

Mesures en faveur de l'égalité entre les femmes et les hommes

Au 31 décembre 2017, les femmes et les hommes représentent respectivement 28% et 72% 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 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 (plus de 20).

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 2015, 2016 et 2017 s'établit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31 décembre		
	2015	2016	2017
Rémunération	7,618	8,798	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 2015, 2016 et 2017 s'établissent comme suit :

	31 décembre		
	2015	2016	2017
Nombre de salariés formés	26	47	44
Nombre total d'heures de formation	714,5	838,5	1.050
Montant consacré à la formation (en euros, hors taxes)	29.043	36.125	44.700

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.

17.2 PARTICIPATIONS ET OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D' ACTIONS DÉTENUES PAR LES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION, LES DIRIGEANTS ET CERTAINS SALARIÉS DU GROUPE

Pour plus d'informations sur les participations et options de souscription ou d'achat d'actions détenues par les membres du Conseil d'administration et de la Direction générale de la Société ainsi que par certains salariés du Groupe, se reporter au Chapitre 15 « *Rémunérations et avantages des dirigeants* » et Section 21.1 « *Capital social* » du présent document de base.

17.3 ACCORDS PRÉVOYANT UNE PARTICIPATION DES SALARIÉS DANS LE CAPITAL DE L'ÉMETTEUR

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 2017, la Société a conclu un accord de participation avec la délégation unique du personnel, lequel a fait l'objet d'un dépôt à la DIRRECTE.

La formule de calcul de la réserve spéciale de participation utilisée par cet accord est celle prévue par le Code du travail.

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.

18. ACTIONNAIRES

18.1 ACTIONNARIAT

18.1.1 Principaux actionnaires

À la date du présent document de base, l'actionnaire majoritaire de la Société est la société Impala SAS, détenant 54,35% du capital et des droits de vote, le solde étant détenu par les fonds FPCI Capenergie II et FPCI Capenergie 3, représentés par leur société de gestion Omnes Capital, à hauteur respectivement de 20,92% et 1,94% du capital et des droits de vote (soit au total, 22,86% du capital et des droits de vote), le fonds FPCI ETI 2020, représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement, à hauteur de 13,85% du capital et des droits de vote, et des salariés et dirigeants existants ou anciens salariés et dirigeants, à hauteur de 8,94% du capital et des droits de vote de la Société. La Société détient par ailleurs 0,01% de son capital.

Détention par la société Impala SAS

À la date du présent document de base, la société Impala SAS détient 59.124.678 actions ordinaires, soit environ 54,35% du capital et des droits de vote de la Société.

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 et Castleon Commodities International), l'industrie (détention de participations dans CPI, Technoplus Industries, Electropoli, P&B Group, Arjo Solutions), les marques (détention de participations dans Pull-in et Maison Lejaby) 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 résidentiels en région parisienne 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 730 millions d'euros de fonds propres et emploie, à travers les sociétés qu'elle détient en portefeuille, 6.000 personnes dans 30 pays.

Détention par les fonds FPCI Capenergie II et FPCI Capenergie 3

À la date du présent document de base, les fonds FPCI Capenergie II et FPCI Capenergie 3, représentés par leur société de gestion Omnes Capital, détiennent 22.763.691 et 2.105.178 actions ordinaires respectivement, soit environ 20,92% et 1,94% du capital et des droits de vote de la Société respectivement.

Capenergie II et Capenergie 3 sont des fonds professionnels de capital investissement (FPCI), spécialisés dans le domaine des énergies renouvelables. Omnes Capital est un acteur majeur du capital investissement et de l'investissement en infrastructure notamment dans le domaine des énergies renouvelables avec 1,1 milliard d'euros sous gestion dans ce secteur et 1,5 GW en exploitation. Filiale de Crédit Agricole SA jusqu'en mars 2012, la société Omnes Capital est aujourd'hui détenue par ses salariés.

Détention par le fonds FPCI ETI 2020

Le fonds FPCI ETI 2020, représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement, est entré au capital de la Société en octobre 2014 en application d'un protocole d'investissement conclu avec Impala SAS et les fonds FPCI Capenergie et FPCI Capenergie II, décrit à la Section 5.1.6 « *Histoire et évolution du Groupe* » du présent document de base.

À la date du présent document de base, le fonds FPCI ETI 2020 détient 15.069.166 actions, soit un total d'environ 13,85% du capital et des droits de vote de la Société.

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.

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.

18.1.2 Évolution de l'actionnariat sur trois ans

Le tableau ci-dessous indique la répartition du capital et des droits de vote aux 31 décembre 2015, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2017 sur une base non diluée :

Actionnaire	Capital au 31 décembre 2015			Capital au 31 décembre 2016			Capital au 31 décembre 2017		
	Nombre d'actions ordinaires ⁽¹⁾ et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables	Nombre d'actions ordinaires ⁽¹⁾ et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables	Nombre d'actions ordinaires ⁽¹⁾ et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables
Impala SAS ⁽²⁾	47.482.625	55,33%	55,47%	59.040.768	55,75%	55,86%	59.124.678	54,76%	54,76%
Omnes Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>FPCI Capenergie II</i>	20.658.513	24,07%	24,13%	22.763.691	21,49%	21,54%	22.763.691	21,08%	21,08%
<i>FPCI Capenergie 3</i>	-	-	-	2.105.178	1,99%	1,99%	2.105.178	1,95%	1,95%
FPCI ETI 2020	12.500.000	14,57%	14,60%	15.048.166	14,21%	14,24%	15.069.166	13,96%	13,96%
Salariés/Dirigeants	4.959.330	5,78%	5,80%	6.732.266	6,36%	6,37%	8.891.427 ⁽³⁾	8,24%	8,25%
Auto-détention	217.500	0,25%	N/A	217.500	0,20%	N/A	10.000	0,01%	N/A
Total	85.817.968	100%	100%	105.907.569	100%	100%	107.964.140	100%	100%

⁽¹⁾ Actions ordinaires, d'une valeur nominale d'un euro chacune intégralement libérée 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 et qui sera mis en œuvre préalablement au visa sur la note d'opération.

⁽²⁾ Impala SAS est intégralement détenue par le groupe Impala, contrôlé et dirigé par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille.

⁽³⁾ Ce chiffre inclut 5.816.503 actions détenues par le management et les dirigeants, soit 5,39% du capital et des droits de vote de la Société sur une base non diluée.

18.1.3 Répartition du capital et des droits de vote

Le tableau ci-dessous présente l'actionnariat de la Société à la date du présent document de base, en tenant 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 et qui sera mis en œuvre préalablement au visa sur la note d'opération :

Actionnaire	Nombre d'actions ordinaires ⁽¹⁾ et de droits de vote	Capital existant	
		Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables
Impala SAS ⁽²⁾	29.652.339	54,35%	54,35%
Omnes Capital	-	-	-
<i>FPCI Capenergie II</i>	11.381.846	20,92%	20,92%
<i>FPCI Capenergie 3</i>	1.052.589	1,94%	1,94%
FPCI ETI 2020	7.534.583	13,85%	13,85%
Salariés/Dirigeants	4.860.713	8,94%	8,94%
Auto-détention	5.000	0,01%	N/A
Total	54.397.070	100%	100%

⁽¹⁾ Actions ordinaires, d'une valeur nominale d'un euro chacune intégralement libérée.

⁽²⁾ Impala SAS est intégralement détenue par le groupe Impala, contrôlé et dirigé par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille.

18.2 DROIT DE VOTE DES ACTIONNAIRES

Il est attribué un droit de vote à chaque action ordinaire de la Société.

Par ailleurs, l'article 11 des statuts de la Société, tels que modifiés avec effet à la date d'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, 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.

18.3 PACTES D'ACTIONNAIRES

Pacte d'actionnaires conclu entre Impala, FPCI Capenergie II, FPCI Capenergie 3 et FPCI ETI 2020

Un pacte d'actionnaires conclu le 17 octobre 2014 et modifié le 17 juin 2016, le 23 février 2018 et, afin de tenir compte du changement de forme sociale de la Société, le 12 septembre 2018, entre Impala SAS, FPCI Capenergie II et FPCI ETI 2020, auquel a adhéré FPCI Capenergie 3 le 17 juin 2016, est en vigueur à la date du présent document de base.

Ce pacte d'actionnaires sera résilié de plein droit à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur un marché réglementé, en application de ses termes.

Pacte d'actionnaires conclu avec certains dirigeants et salariés actionnaires de la Société

Un pacte d'actionnaires conclu le 17 octobre 2014 et modifié le 12 février 2018, entre Impala SAS, FPCI Capenergie II, FPCI ETI 2020 et certains dirigeants et salariés actionnaires de la Société est en vigueur à la date du présent document de base.

Ce pacte d'actionnaires sera résilié de plein droit à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur un marché réglementé, en application de ses termes.

18.4 STRUCTURE DE CONTRÔLE

À la date du présent document de base, la Société est contrôlée par la société Impala SAS à hauteur d'environ 54,35% du capital et des droits de vote, le solde étant détenu par les fonds FPCI Capenergie II et FPCI Capenergie 3, à hauteur de 20,92% et 1,94% du capital et des droits de vote respectivement, FPCI ETI 2020, à hauteur de 13,85% du capital et des droits de vote et les salariés et dirigeants existants ou anciens salariés et dirigeants à hauteur de 8,94% du capital et des droits de vote de la Société (pour plus de précisions, le lecteur est invité à se référer à la Section 18.1 « *Actionnariat* » du présent document de base).

À l'issue de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, il est envisagé que la société Impala SAS demeure l'actionnaire de référence de la Société. Dans cette hypothèse, la Société prendra toutes les mesures nécessaires afin que le contrôle ne soit pas exercé de manière abusive. En particulier, il est rappelé que sur les sept membres du futur Conseil d'administration tel que la Société envisage de le mettre en place, avec effet à compter de la date d'admission des actions de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris, trois administrateurs (soit plus d'un tiers) seront des membres indépendants, conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF applicables aux sociétés contrôlées, trois administrateurs (soit moins de la moitié) seront des représentants d'Impala, et un administrateur sera un représentant de Bpifrance Investissement. Le lecteur est invité à se référer à la Section 14.2 « *Conseil d'administration* » du présent document de base pour plus de précisions sur la composition du Conseil d'administration à la date du présent document de base.

18.5 ACCORDS SUSCEPTIBLES D'ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE

À la connaissance de la Société, il n'existe, à la date du présent document de base, aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de son contrôle.

19. OPÉRATIONS AVEC LES APPARENTÉS

19.1 PRINCIPALES OPÉRATIONS AVEC LES APPARENTÉS

Depuis le 1^{er} janvier 2015, les opérations importantes conclues entre la Société et des parties liées et en vigueur à la date du présent document de base concernent les opérations décrites ci-après. Le lecteur est également invité à se référer à la Note 35 aux États Financiers Annuels.

19.1.1 Conventions conclues entre la Société et ses actionnaires

Conventions d'avance en compte courant d'associés conclues avec Impala SAS

Impala SAS a conclu, le 2 février 2017, une convention d'avance en compte courant d'associé avec la Société, modifiée le 26 juillet 2018, aux termes de laquelle Impala SAS s'est engagée à mettre à la disposition de la Société les sommes de 35 millions d'euros et 15 millions d'euros, respectivement, remboursables en janvier 2020. Ces avances, rémunérées au taux annuel de 6,5%, à compter de leur mise à disposition respective à la Société (le 8 février 2017 pour la première avance de 35 millions d'euros et le 26 juillet 2018 pour la seconde avance de 15 millions d'euros), étaient destinées à assurer le financement de projets éoliens en construction en France et des projets Dubbo, Parkes et Griffith et HWF 3 en Australie.

Dans le cadre l'admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris, il est envisagé que ces avances en compte courant octroyées à la Société par Impala SAS soient capitalisées, sur la base d'un prix par action égal au prix de l'offre qui sera fixé dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société. Les modalités de cette opération de capitalisation seront précisées dans la note d'opération.

Pour plus d'informations sur ces avances en compte courant, se reporter à la Section 10.2.2 « *Dettes financières du Groupe* » du présent document de base.

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 10.2.2 « *Dettes financières du Groupe* » du présent document de base), pour un encours maximum autorisé de garanties de 67,3 millions d'euros. Conformément aux stipulations d'une convention conclue entre la Société et Impala SAS, le 10 mai 2012, amendée le 23 janvier 2014 et le 15 janvier 2015, l'émission de ces garanties donne lieu au paiement par la Société d'une commission à Impala SAS, payable trimestriellement, égale à 1,5% l'an de l'encours réel des garanties octroyées par Impala SAS au titre du trimestre considéré. Ce taux de commission est révisable à la hausse ou à la baisse, au début de l'année suivant l'année d'application du taux de commission au regard du montant global des garanties réellement engagées, tenant ainsi compte du niveau de risque réel encouru par Impala SAS sur l'année écoulée.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, Impala SAS a facturé 1,1 million d'euros à la Société au titre de ces commissions, correspondant à un encours moyen de prêts garantis de 78 millions d'euros sur l'ensemble de l'exercice.

Dans le cadre de son introduction en bourse, la Société entend rembourser l'intégralité des tirages existants (60,0 millions d'euros au 31 décembre 2017) effectués au titre de ces lignes, selon les échéanciers des tirages en cours, en utilisant une partie du produit de l'augmentation de capital envisagée. Dans un premier temps, ces lignes de financement et les garanties correspondantes émises par Impala seront maintenues à leurs niveaux existants (soit 99 millions d'euros d'encours maximum

au titre des lignes de financement et 67,3 millions d'euros d'encours maximum autorisé de garanties) postérieurement à l'introduction en bourse de la Société. À terme, la Société entend négocier avec les prêteurs le remplacement des lignes de financement par des lignes de garanties pour des appels d'offres futurs.

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 2017, Impala SAS a facturé 100.000 euros hors taxe à la Société au titre de ces redevances.

Cette convention sera maintenue postérieurement à l'admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris.

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. Cette convention sera maintenue, sans que la gratuité des prestations ne soit remise en cause, postérieurement à l'admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris.

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 (pour plus d'informations, se reporter à la Section 8.1 « *Immobilisations corporelles importantes existantes ou planifiées* » du présent document de base). Ces contrats ont tous deux pris fin le 29 août 2018.

19.1.2 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 article 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'exploitation 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'exploitation 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.

19.2 RAPPORTS SPÉCIAUX DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES POUR LES EXERCICES 2015, 2016 ET 2017

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, les rapports spéciaux des commissaires aux comptes de la Société sur les conventions réglementées ne font état d'aucune convention réglementée nouvelle ou déjà approuvée. Les conventions décrites à la Section 19.1 « *Principales opérations avec les apparentés* » du présent document de base n'ont pas suivi le régime des conventions réglementées car elles ont été considérées par la Société comme des conventions courantes conclues à des conditions normales.

20. INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DU GROUPE

20.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES

20.1.1 Comptes consolidés du Groupe 2015, 2016 et 2017

Les comptes consolidés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2015, 2016 et 2017 sont reproduits en Annexe II « *Comptes consolidés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015* » du présent document de base.

20.1.2 Rapport du commissaire aux comptes sur les comptes consolidés 2015, 2016 et 2017

Le rapport d'audit du commissaire aux comptes sur les comptes consolidés 2015, 2016 et 2017 est reproduit en Annexe III « *Rapport d'audit du commissaire aux comptes sur les comptes consolidés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015* ».

20.2 INFORMATIONS FINANCIÈRES INTERMÉDIAIRES ET AUTRES

20.2.1 Comptes consolidés résumés intermédiaires du Groupe au 30 juin 2018

Les comptes consolidés résumés intermédiaires du Groupe pour le semestre clos le 30 juin 2018 sont reproduits en Annexe IV « *Comptes consolidés résumés intermédiaires du Groupe pour le semestre clos le 30 juin 2018* » du présent document de base.

20.2.2 Rapport du commissaire aux comptes sur les comptes consolidés résumés intermédiaires du Groupe au 30 juin 2018

Le rapport d'examen limité du commissaire aux comptes sur les comptes consolidés résumés intermédiaires du Groupe pour le semestre clos le 30 juin 2018 est reproduit en Annexe V « *Rapport d'examen limité du commissaire aux comptes sur les comptes consolidés résumés intermédiaires du Groupe pour le semestre clos le 30 juin 2018* ».

20.3 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES

Conformément à la loi et aux statuts de la Société, tels qu'adoptés par l'assemblée générale extraordinaire de la Société sous condition suspensive de l'admission définitive des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, 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 12.3 « *Objectifs à moyen terme* » du présent document de base, 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.

20.4 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE

Le Groupe peut être impliqué dans des procédures judiciaires, administratives ou réglementaires dans le cours normal de ses activités de développement et d'exploitation d'installations de production et de

stockage d'électricité. Chaque fois qu'il existe une probabilité suffisante que de telles procédures entraînent des coûts à la charge de la Société ou de l'une de ses filiales et que le montant peut être raisonnablement estimé, le Groupe constitue une provision dans ses comptes.

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

Centrale biomasse de Commentry

À la date du présent document de base, Neoen Biopower, filiale du Groupe, détient 51% de la société Biomasse Energie de Commentry (BEC), société exploitant la centrale biomasse de Commentry (la « Centrale »), les 49% restant étant détenus par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC). La Centrale, dont la construction a été confiée à un consortium composé du groupe Areva et de l'entreprise Leroux et Lotz Technologies (le « groupement Areva-LLT »), aux termes d'un contrat *EPC* clés en mains, produit de l'électricité vendue à EDF en vertu d'un contrat de vente d'électricité et de la vapeur d'eau destinée à alimenter la plateforme industrielle voisine de la société Adisseo, spécialisée dans la nutrition animale.

Entre le démarrage des opérations de construction le 31 mai 2013 et sa livraison le 28 février 2018, la Centrale a été affectée par plusieurs incidents techniques qui ont retardé sa livraison de 28 mois, notamment :

- en février 2016, un incident sur le circuit de livraison de vapeur à Adisseo (le « coup de bélier ») qui a reporté les tests de mise en service de la Centrale, qui a de ce fait uniquement produit de l'électricité au cours de l'année 2016 ;
- en décembre 2016, lors des essais de mise en service du circuit de livraison vapeur à Adisseo, un autre incident qui a occasionné des dommages importants sur la turbine, laquelle a dû être démontée et réparée par Areva, provoquant ainsi l'arrêt complet de la Centrale jusqu'en octobre 2017.

Ces retards de construction ont conduit la société BEC à effectuer deux demandes d'indemnisation (pour le coup de bélier de février 2016 et l'incident de décembre 2016), pour son propre compte et pour le compte du groupement Areva-LLT, aux sociétés Royal and Sun Alliance Insurance (RSA) et Liberty Mutual, au titre des polices d'assurance « Tous Risques Chantiers Montages Essais » (TRME) et/ou « Tous Risques Chantier » (TRC), souscrites par la société BEC, destinées à couvrir, jusqu'à la date de mise en service de la Centrale, les dommages matériels subis par l'ensemble des intervenants sur le chantier (en ce inclus BEC et le contractant *EPC*), consécutifs aux opérations de construction, de montage et d'essais ainsi que les pertes de recettes anticipées (pertes de recettes et frais supplémentaires engagés pour amoindrir ces pertes) engendrées par le retard d'entrée en exploitation de l'installation. À la date du présent document de base, les assureurs n'ont pas encore statué sur l'indemnisation du coup de bélier d'une part et ont refusé toute indemnisation au titre de l'incident de décembre 2016 d'autre part, en prétendant que le dommage se situait en dehors du champ de la garantie. La société BEC s'est opposée à ce refus de garantie et a obtenu dans le même temps des prorogations de la police d'assurance TRC. 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, 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.

Enfin, 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 d'un *waiver* de la part des banques de financement et la dette projet a été réaménagée. Pour une description détaillée, se référer à la Section 10.2.2 « *Dettes financières du Groupe* » du présent document de base.

Contentieux en cours concernant la centrale photovoltaïque de Coruche (Portugal)

À la date du présent document de base, un contentieux oppose la société CSNSP 431, détenue à 100% par le Groupe, et les sociétés GenSun (filiale du Groupe jusqu'au 10 février 2017) et Avancis GmbH, concernant la construction de la centrale photovoltaïque située à Coruche au Portugal.

En 2013, Neoen Services International (aux droits de laquelle est venue la société CSNSP 431) a confié à la société GenSun, alors filiale du Groupe, la construction d'une centrale photovoltaïque au Portugal. L'approvisionnement en panneaux photovoltaïques a été assuré par la société Avancis. Dès les premières étapes de la construction en juillet 2013, de multiples défauts ont été constatés sur les modules, obligeant le Groupe à demander le remplacement d'un certain nombre d'entre eux. Malgré ce remplacement, d'autres défauts sont apparus postérieurement à la mise en service de la centrale en 2014, plaçant ainsi l'installation dans une situation de sous-performance chronique. À la date du présent document de base, ces défauts touchent l'ensemble des modules photovoltaïques de la centrale de Coruche, ce qui se traduit par des coûts de reconstruction du parc solaire estimés à environ 1,5 million d'euros.

En février 2018, la société CSNSP 431 a assigné les sociétés GenSun et Avancis devant le Tribunal de commerce de Montpellier en demandant, à titre principal, la résolution des contrats de vente successifs des modules et le remboursement consécutif des modules défectueux (soit 1.257.192 € HT) et, à titre subsidiaire, la mise en œuvre de la garantie produits consentie par Avancis. La société CSNSP 431 réclame, en outre, l'indemnisation du préjudice subi du fait de la sous-performance de la centrale, estimé à 1,5 million d'euros. La procédure est actuellement en cours devant le Tribunal de commerce de Montpellier.

Par ailleurs, des difficultés similaires ont été identifiées par le Groupe concernant les panneaux solaires, fournis par Avancis, de son parc situé à Geloux, en France. À ce stade, il s'agit d'un simple constat visuel qui concerne environ 10% des panneaux solaires de l'installation. Néanmoins, s'il s'avère que l'intégralité des panneaux solaires présente la même défaillance que ceux du parc solaire de Coruche et si le Groupe n'obtient pas réparation du préjudice subi auprès des tribunaux, il pourrait avoir à supporter les coûts de reconstruction du parc solaire, estimés à environ 4,5 millions d'euros.

Contentieux potentiel concernant la centrale photovoltaïque de DeGrussa (Australie)

Un différend commercial oppose le Groupe et Juwi en sa qualité de contractant *EPC* et *O&M* de la centrale de DeGrussa, en Australie. À la suite d'une panne électrique intervenue en octobre 2016 et ayant résulté en un arrêt prolongé de la centrale, Juwi a réclamé au Groupe le remboursement de coûts non prévus au contrat *EPC*, estimés à environ 600.000 dollars australiens, correspondant à des frais d'investigation et de remise en service de la centrale. Le Groupe a rejeté cette réclamation et demandé le paiement des indemnités forfaitaires, prévues au contrat *EPC* pour non atteinte des garanties de performance de l'usine, pour un montant d'environ 2,9 millions de dollars australiens. Cette réclamation a donné lieu à l'appel en paiement au titre de la garantie d'exécution fournie par Juwi (*performance bond*) et de la garantie maison mère de Juwi, chacune à hauteur d'environ 1,45 millions de dollars australiens. Le paiement au titre du *performance bond* a bien été reçu. A la suite des réunions de tentative de résolution en début d'année 2018, Juwi a formalisé une offre de résolution en date du 9 mars 2018 que le Groupe a rejeté le 6 avril 2018 avec une contre-offre. À la date du présent document de base, aucune réponse de Juwi n'a été reçue à la suite de cette contre-offre.

Enquête de l'AER sur la panne de courant généralisée intervenue dans l'État d'Australie Méridionale en 2016

Le 28 septembre 2016, une panne de courant est survenue dans tout l'État d'Australie Méridionale d'une durée de 26 heures. L'*Australian Energy Market Operator* (« AEMO ») a rédigé un rapport établissant des 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, dont 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 puissance 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 de surcharge trop important, a été automatiquement mis hors service. Ce dernier évènement 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 aux questions et fourni les documents demandés. Il est possible que l'AER publie un rapport incluant ses conclusions sur le rôle joué par les producteurs d'énergie renouvelable (dont HWF 1) dans la panne. Il est également possible que l'AER émette à l'égard de HWF 1 (et d'autres producteurs d'énergie renouvelable) une « *infringement notice* » en alléguant un non-respect des certaines Normes Nationales sur l'Électricité (*National Electricity Rules* ou « *NER* ») et imposer une amende (d'un montant maximum de 20.000 dollars australiens). Tout opérateur est en mesure de contester une telle « *infringement notice* » dans le cadre d'une procédure judiciaire. Le Groupe considère avoir des arguments solides pour contester une telle « *infringement notice* » si elle était émise. Aucune assurance ne peut néanmoins être donnée quant à l'issue d'une telle contestation, et l'imposition d'une sanction augmenterait le risque de survenance d'une action de groupe contre HWF 1 menée par des demandeurs requérant réparation des préjudices 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.

Contentieux administratifs concernant l'activité de développement du Groupe

Dans le cadre de ses activités de développement de projets photovoltaïques et éoliens, le Groupe est parfois confronté à des contentieux administratifs en matière d'urbanisme et/ou environnementale, soit en tant que demandeur lorsqu'il conteste une décision de refus d'octroi d'un permis ou d'une autorisation d'urbanisme et/ou environnementale, soit en tant que défendeur lorsque la validité des permis et autorisations qu'il a obtenus est attaquée par des tiers (tels que des associations de riverains).

À la date du présent document de base, le Groupe compte :

- douze contentieux administratifs en cours concernant des projets éoliens en développement (phases « *awarded* » et « *tender-ready* ») en matière d'urbanisme et environnementale ; et
- six contentieux administratifs en cours concernant des projets photovoltaïques en développement (phases « *awarded* » et « *tender-ready* ») en matière d'urbanisme.

Si aucun de ces contentieux pris isolément n'est significatif à l'échelle du Groupe, ils peuvent constituer dans leur ensemble un risque pour la valeur du portefeuille de projets du Groupe, en particulier s'ils venaient à devenir systématiques dans le cadre de développement de projets, notamment éoliens en France. Ces contentieux font également planer sur le Groupe un risque de ne pas pouvoir mener à bien certains projets, notamment si les actions du Groupe à l'encontre des décisions de refus de délivrance de permis ou d'autorisations d'urbanisme et/ou environnementales sont rejetées par les tribunaux administratifs (se reporter à la Section 4.2.1 « *Risques relatifs à la réglementation et aux politiques publiques – 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* » du présent document de base). Pour plus de précisions sur les projets en phases « *awarded* » et « *tender-ready* » faisant l'objet d'un recours administratif, se référer aux Sections 6.5.2.1.2 « *Politique de développement des projets photovoltaïques* » et 6.5.2.2.2 « *Politique de développement des projets éoliens* » du présent document de base.

21. INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

21.1 CAPITAL SOCIAL

21.1.1 Capital social souscrit et capital social autorisé mais non émis

À la date du présent document de base, le capital est fixé à la somme de 108.794.140 euros et représenté par 54.397.070 actions d'une valeur nominale de 1 euro chacune, entièrement libérées.

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 sera mis en œuvre préalablement au visa sur la note d'opération, portant ainsi la valeur nominale unitaire par action de 1 euro à 2 euros.

21.1.2 Titres non représentatifs de capital

À la date du présent document de base, la Société n'a émis aucun titre non représentatif de capital.

21.1.3 Autocontrôle, auto-détention et acquisition par la Société de ses propres actions

À la date du présent document de base, aucune action de la Société n'est détenue par l'une de ses filiales ou par un tiers pour son compte.

À la date du présent document de base, la Société détient 10.000 de ses actions.

21.1.4 Autres titres donnant accès au capital

21.1.4.1 Options de souscription d'actions

À la date du présent document de base, l'assemblée générale de la Société a autorisé des plans d'options de souscription d'actions. Pour plus de détails, le lecteur est invité à se reporter à la Section 15.1.3.3 « *Historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions* » du présent document de base.

21.1.4.2 Attributions gratuites d'actions

À la date du présent document de base, l'assemblée générale de la Société a autorisé des attributions gratuites d'actions. Pour plus de détails, le lecteur est invité à se reporter à la Section 15.1.4.3 « *Historique des attributions gratuites d'actions de la Société* » du présent document de base.

21.1.5 Conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré

Néant

21.1.6 Capital social de toute société du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord prévoyant de le placer sous option

Néant

21.1.7 Historique du capital social

Le tableau ci-dessous présente l'historique des modifications du capital social de la Société sur les trois derniers exercices, sans avoir été recalculé pour tenir 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 et qui sera mis en œuvre préalablement au visa sur la note d'opération :

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission (en euros)	Nombre d'actions avant opération	Nombre d'actions après l'opération	Valeur nominale (en euros) (1)	Capital après opération (en euros) ⁽¹⁾
30/05/15	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	81 249 138	N/A	81 249 138	81 455 468	1	81 455 468
30/06/15	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	81 455 468	0,39	81 455 468	81 575 468	1	81 575 468
01/10/15	Réduction de capital (non motivée par des pertes)	81 575 468	N/A	81 575 468	81 500 468	1	81 500 468
	Augmentation de capital	81 500 468	1	81 500 468	83 152 968	1	83 152 968
24/11/15	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	83 152 968	0,39	83 152 968	83 652 968	1	83 652 968
28/12/15	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	83 652 968	0,39	83 652 968	85 777 968	1	85 777 968
	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	85 777 968	N/A	85 777 968	85 817 968	1	85 817 968
31/03/16	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
31/05/16	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

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission (en euros)	Nombre d'actions avant opération	Nombre d'actions après l'opération	Valeur nominale (en euros) (1)	Capital après opération (en euros)⁽¹⁾
23/06/16	Augmentation de capital	87 076 638	2	87 076 638	93 743 303	1	93 743 303
22/08/16	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
16/12/16	Augmentation de capital	93 822 253	2	93 822 253	103 822 253	1	103 822 253
19/12/16	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
22/12/16	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
23/12/16	Augmentation de capital	104 610 915	2	104 610 915	104 810 915	1	104 810 915
30/12/16	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
31/01/17	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
30/06/17	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

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission (en euros)	Nombre d'actions avant opération	Nombre d'actions après l'opération	Valeur nominale (en euros) ⁽¹⁾	Capital après opération (en euros) ⁽¹⁾
	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
06/11/17	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
29/12/17	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
02/07/18	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

⁽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 devant intervenir préalablement à l'admission effective des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

21.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS

Les statuts de la Société ont été élaborés conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables aux sociétés anonymes à Conseil d'administration de droit français. Les principales stipulations décrites ci-dessous sont issues des statuts de la Société tels qu'adoptés par l'assemblée générale ordinaire et extraordinaire des actionnaires de la Société du 12 septembre 2018. Les stipulations relatives à la transmission des actions et aux déclarations de franchissement de seuils ont été adoptées sous condition suspensive de l'admission définitive des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

21.2.1 Objet social (article 2 des statuts)

Aux termes de l'article 2 des statuts, la Société a pour objet en France et 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.

21.2.2 Conseil d'administration et Direction générale

21.2.2.1 Membres du Conseil d'administration (article 13 des statuts et articles 1 et 3 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Composition

La Société est administrée par un Conseil d'administration dont les nombres minimum et maximum de membres sont définis par les dispositions légales en vigueur.

Conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur, et sous réserve du respect des conditions relatives au cumul des fonctions d'administrateur avec un contrat de travail, le nombre des administrateurs liés à la Société par un contrat de travail (sans compter les administrateurs représentant les salariés actionnaires ou un fonds commun de placement d'entreprise détenant des actions de la Société) ne peut dépasser le tiers des administrateurs en fonction.

Fonctions

Le Conseil d'administration sera 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 fixe la durée du mandat des administrateurs à quatre 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 peut, pour la mise en place ou le maintien du roulement, désigner un ou plusieurs administrateurs pour une durée différente n'excédant pas quatre ans ou réduire la durée des mandats d'un ou plusieurs administrateurs en fonction à une durée inférieure à quatre ans, afin de permettre un renouvellement échelonné des mandats d'administrateurs. Les fonctions de tout administrateur ainsi nommé ou dont la durée du mandat a été modifiée pour une durée n'excédant pas quatre 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.

En vertu du règlement intérieur du Conseil d'administration, chaque membre du Conseil d'administration doit être propriétaire (directement ou indirectement) d'au moins 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.

Lors de l'accès à leurs fonctions, les membres du Conseil d'administration doivent mettre les titres qu'ils détiennent au nominatif. Il en est de même des titres acquis ultérieurement.

Limite d'âge

Le nombre des administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans, ne peut excéder le tiers des administrateurs en fonction. Lorsque ce nombre est dépassé, le membre le plus âgé est réputé démissionnaire d'office à l'issue de la prochaine assemblée générale ordinaire annuelle qui suit la date du soixante-dixième anniversaire de l'administrateur.

Révocation

Les administrateurs sont indéfiniment rééligibles, sous réserve de l'application des dispositions ci-dessus relatives à la limite d'âge. Ils peuvent être révoqués à tout moment par l'assemblée générale.

La révocation ou l'arrivée du terme de ses fonctions d'administrateur ne met pas fin au contrat de travail liant un administrateur à la Société.

21.2.2.2 Président et organisation du Conseil d'administration (articles 14.2 et 15 des statuts et 2.3 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Le Conseil d'administration élit, parmi ses membres, un Président, qui doit être une personne physique. Il détermine la durée de ses fonctions, qui ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur, et peut le révoquer à tout moment.

Le Président organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure, en particulier, que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Le Président ne peut être âgé de plus de 70 ans. S'il atteint cette limite d'âge au cours de son mandat de Président, il est réputé démissionnaire d'office. Son mandat se prolonge cependant jusqu'à la réunion la plus prochaine du Conseil d'administration au cours de laquelle son successeur sera nommé. Sous réserve de cette disposition, le Président est toujours rééligible.

Le Conseil d'administration peut décider la création en son sein de comités spécialisés, permanents ou non. Le Conseil d'administration peut notamment, et sans que cette liste soit exhaustive, décider la création d'un comité d'audit, d'un comité des rémunérations et d'un comité des nominations. Ces comités dont la composition et les attributions sont fixées par le Conseil exercent leurs activités sous la responsabilité de celui-ci.

21.2.2.3 Délibérations du Conseil d'administration

Réunion (articles 14.1 et 14.3 des statuts et article 2.1.1 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Le Conseil d'administration se réunit en tout lieu aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, et au minimum quatre fois par an, sur convocation de son Président et toutes les fois qu'il le juge convenable.

Lorsqu'il ne s'est pas réuni depuis plus de deux mois, le tiers au moins de ses membres peut demander au Président de convoquer celui-ci sur un ordre du jour déterminé. Le Directeur Général peut également demander au Président de convoquer le Conseil d'administration sur un ordre du jour déterminé.

Tout administrateur peut donner, par tous moyens écrits, mandat à un autre administrateur de le représenter à une séance du Conseil d'administration. Ce mandat ne vaut que pour une séance et chaque administrateur ne peut disposer, au cours d'une même séance, que d'une seule procuration.

Le Conseil d'administration ne délibère valablement que si la moitié au moins de ses membres sont présents en personne ou, lorsque la loi l'autorise, au travers de moyens de visioconférence ou de télécommunication déterminés par décret.

Les décisions sont prises à la majorité des membres présents ou représentés. En cas de partage, la voix du président de séance est prépondérante.

Convocation (article 14.1 des statuts et article 2.1.1 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Les administrateurs sont convoqués aux séances du Conseil par le Président par tous moyens, par écrit (y compris par voie de courrier électronique) ou même verbalement, au moins 5 jours à l'avance, ce délai pouvant être réduit à 48 heures en cas d'urgence dûment justifiée, ou à une durée plus courte au cas où la moitié au moins des administrateurs ont manifesté leur accord.

Le Directeur Général peut également demander au Président de convoquer le Conseil d'administration sur un ordre du jour déterminé. Le Président est lié par les demandes qui lui sont ainsi adressées et doit convoquer le Conseil d'administration aussi rapidement que possible et en tout état de cause dans les 10 jours calendaires de la réception des demandes qui lui sont formulées.

Information des administrateurs (article 15 des statuts et article 5 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Chaque administrateur reçoit toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission et peut, à sa demande, se faire communiquer par le Président ou le Directeur Général tous les documents ou tous les compléments d'informations nécessaires à cette fin, notamment au vu de l'ordre du jour des réunions.

Lors de sa nomination, il peut bénéficier à sa demande, d'une formation complémentaire sur les spécificités de la Société et des sociétés qu'elle contrôle, leurs métiers et leur secteur d'activité.

Pouvoirs du Conseil d'administration (article 15 des statuts et article 4 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément 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 d'administration procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns.

En outre, le Conseil d'administration exerce les pouvoirs spéciaux qui lui sont conférés par la loi.

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 du conseil d'administration est requise.

Le Conseil d'administration peut conférer à un ou plusieurs de ses membres, ou à des tiers, actionnaires ou non, tous mandats spéciaux pour un ou plusieurs objets déterminés.

21.2.2.4 Rémunération des administrateurs (article 17 des statuts et article 6 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

L'assemblée générale peut allouer aux administrateurs à titre de jetons de présence une somme fixe annuelle, dont elle détermine le montant pour l'exercice en cours et/ou les exercices ultérieurs jusqu'à nouvelle décision.

Sur recommandation du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration :

- répartit librement entre ses membres les jetons de présence qui lui sont alloués, en tenant compte de critères objectifs dont la participation effective des administrateurs au Conseil d'administration et aux comités. Une quote-part fixée par le Conseil d'administration et prélevée sur le montant des jetons de présence alloué au Conseil d'administration est versée aux membres des comités ;
- peut allouer une part supérieure aux administrateurs membres des comités du Conseil d'administration et/ou à l'administrateur référent, si un tel administrateur a été désigné ;
- détermine le montant de la rémunération du Président ;
- peut, en outre, allouer à certains de ses membres des rémunérations exceptionnelles pour des missions ou mandats qui leur sont confiés.

Les montants alloués à titre de partie fixe seront réglés *pro rata temporis* dès lors que les mandats commencent ou prennent fin en cours d'exercice.

Les jetons de présence seront payés annuellement, à terme échu.

21.2.2.5 Censeurs (article 18 des statuts et article 8 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Le Conseil d'administration peut procéder à la nomination de censeurs.

Les censeurs peuvent être soit une personne physique, soit une personne morale. La personne morale désignée en qualité de censeur est tenue de désigner un représentant permanent.

La durée du mandat des censeurs est fixée par le Conseil d'administration dans la décision de nomination. Elle prend fin à l'issue de la réunion de l'assemblée générale ordinaire annuelle ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expire le mandat de censeur. Les censeurs sont rééligibles indéfiniment.

La limite d'âge pour exercer les fonctions de censeur est fixée à 70 ans. Tout censeur qui atteint cet âge est réputé démissionnaire d'office à l'issue de la prochaine assemblée générale ordinaire annuelle qui suit la date du soixante-dixième anniversaire du censeur.

Les censeurs sont appelés à assister comme observateurs aux réunions du Conseil d'administration et peuvent être consultés par celui-ci. Ils doivent être convoqués à chaque réunion du Conseil d'administration dans les mêmes conditions que les administrateurs. En toute hypothèse, les censeurs ne disposent pas du droit de vote et, à ce titre, ne participent pas au vote des décisions du Conseil d'administration.

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.

L'éventuelle rémunération des censeurs est fixée par le conseil d'administration. Le Conseil d'administration peut décider de reverser aux censeurs une quote-part des jetons de présence qui lui sont alloués par l'assemblée générale et autoriser le remboursement des dépenses engagées par les censeurs dans l'intérêt de la Société.

21.2.2.6 Obligations des membres du Conseil d'administration (article 15 des statuts et article 3 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Chaque membre du Conseil d'administration représente l'ensemble des actionnaires et doit agir en toutes circonstances dans l'intérêt social de la Société.

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.

Chaque membre du Conseil d'administration, à l'exception des membres personne morale, des représentants permanents des personnes morales, des personnes physiques représentant en leur nom propre des actionnaires investisseurs financiers sous réserve des limitations légales, s'engage à ne pas accepter d'exercer plus de 4 autres mandats de membre du Conseil d'administration ou de surveillance dans des sociétés cotées extérieures au Groupe, y compris étrangères, et doit tenir informé le Conseil d'administration des mandats exercés dans de telles autres sociétés, y compris de sa participation aux comités du Conseil de ces sociétés françaises ou étrangères.

Chaque membre du Conseil d'administration est tenu, s'agissant des informations non publiques acquises dans l'exercice de ses fonctions, à un véritable secret professionnel qui dépasse la simple obligation de discrétion prévue par la réglementation en vigueur.

Chaque membre du Conseil d'administration doit respecter la réglementation applicable en matière d'abus de marchés et d'information privilégiée. En outre, il doit déclarer à la Société toute opération effectuée sur les titres de la Société conformément aux dispositions législatives et réglementaires applicables.

21.2.2.7 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration (article 7 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Le Conseil d'administration doit évaluer sa capacité à répondre aux attentes des actionnaires en analysant périodiquement sa composition, son organisation et son fonctionnement. À cette fin, une fois par an, le Conseil d'administration doit, 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.

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, sur les points fixés par le règlement intérieur.

21.2.2.8 Direction générale (article 16 des statuts)

Modalités d'exercice

La Direction générale de la Société est assumée, sous sa responsabilité, soit par le Président du Conseil d'administration, soit par une autre personne physique, nommée par le Conseil d'administration (parmi ses membres ou en dehors d'eux) et portant le titre de Directeur Général.

Le Conseil d'administration choisit entre ces deux modalités d'exercice de la Direction générale à tout moment et, au moins, à chaque expiration du mandat du Directeur Général ou du mandat du Président du Conseil d'administration lorsque celui-ci assume également la Direction générale de la Société.

Les actionnaires et les tiers sont informés de ce choix dans les conditions réglementaires.

Lorsque le Conseil d'administration choisit la dissociation des fonctions de Président et de Directeur Général, il procède à la nomination du Directeur Général, fixe la durée de son mandat, détermine la rémunération du Président et du Directeur Général et, le cas échéant, les limitations de ses pouvoirs.

Lorsque la Direction générale de la Société est assumée par le Président du Conseil d'administration, les dispositions ci-après relatives au Directeur Général lui sont applicables. Il prend alors le titre de Président-Directeur Général.

Direction générale

Sur proposition du Directeur Général, le Conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques, chargées d'assister le Directeur Général, avec le titre de Directeur Général Délégué.

Le nombre de Directeurs Généraux Délégués ne peut excéder trois.

Limite d'âge – durée des fonctions – rémunération

La limite d'âge pour l'exercice des fonctions de Directeur Général et de Directeur Général Délégué est fixée à 70 ans. Lorsqu'en cours de fonctions, cette limite d'âge aura été atteinte, celles-ci cessent de plein droit (i) pour le Directeur Général, à l'issue de l'assemblée générale ordinaire annuelle statuant sur les comptes de l'exercice au cours duquel il aura atteint l'âge de 70 ans et (ii) pour les Directeurs Généraux Délégués, sans délai, ceux-ci étant réputés démissionnaires d'office.

Lorsque le Directeur Général et/ou les Directeurs Généraux Délégués ont la qualité d'administrateur, la durée de leurs fonctions ne peut excéder celle de leur mandat d'administrateur.

Lorsque le Directeur Général n'a pas la qualité d'administrateur, il peut assister aux réunions du Conseil d'administration avec voix consultative sur invitation du Conseil d'administration.

Le Directeur Général est révocable à tout moment par le Conseil d'administration. Il en est de même pour les Directeurs Généraux Délégués, sur proposition du Directeur Général. Si la révocation est décidée sans juste motif, elle peut donner lieu à dommages-intérêts, sauf lorsque le Directeur Général assume les fonctions du Président du Conseil d'administration.

Le Conseil d'administration détermine, sur proposition du Directeur Général, la rémunération des Directeurs Généraux Délégués.

En cas de cessation des fonctions ou d'empêchement du Directeur Général, les Directeurs Généraux Délégués conservent, sauf décision contraire du Conseil d'administration, leurs fonctions et leurs attributions jusqu'à la nomination d'un nouveau Directeur Général.

21.2.2.9 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 disposent 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 16.3.2 « *Matières réservées au Conseil d'administration* » du présent document de base.

21.2.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions (articles 8, 9 et 11 des statuts)

Les actions ordinaires entièrement libérées sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire.

Les actions ordinaires et tous autres titres émis par la Société sont inscrits aux comptes de leurs propriétaires conformément aux dispositions légales et réglementaires en vigueur.

Le Conseil d'administration fixe l'importance et l'époque des versements des sommes restant à verser sur les actions à libérer en espèces.

Tout appel de versement est publié au moins quinze jours à l'avance dans un journal d'annonces légales du département du siège social ou par lettre recommandée avec demande d'avis de réception individuelle.

Tout versement non effectué à bonne date porte intérêt, de plein droit, en faveur de la Société, au taux légal majoré de 2 points, à compter de l'expiration du mois qui suit la date de son exigibilité, sans qu'il soit besoin d'une demande en justice, et sans préjudice de l'action personnelle que la Société peut exercer contre l'actionnaire défaillant et des mesures d'exécution forcées prévues par la loi.

Chaque action donne droit à une quotité proportionnelle au nombre des actions émises, dans la propriété de l'actif social, dans le partage des bénéfices et dans le boni de liquidation.

Chaque action donne le droit de participer, dans les conditions fixées par la loi et les statuts, aux assemblées générales et d'y voter. Chaque action ordinaire donne droit à une voix dans ces assemblées générales, le droit de vote double prévu par l'article L. 225-123 du Code de commerce étant expressément exclu.

Chaque fois qu'il sera nécessaire de détenir plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en cas d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou autres opérations sociales, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ces droits qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et éventuellement de l'achat ou de la vente des actions ou des droits d'attribution nécessaires.

21.2.4 Modification des droits des actionnaires

Les droits des actionnaires peuvent être modifiés dans les conditions prévues par les dispositions légales et réglementaires.

Il n'existe aucune stipulation particulière dans les statuts de la Société régissant des droits des actionnaires plus strictes que la loi

21.2.5 Assemblées générales (article 21 des statuts)

Les assemblées générales sont convoquées et délibèrent dans les conditions prévues par la loi.

Les réunions ont lieu, soit au siège social, soit dans un autre lieu précisé dans l'avis de convocation.

Tout actionnaire, quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, peut participer, dans les conditions fixées par la loi et les statuts, aux assemblées générales 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 au deuxième jour ouvré précédant l'assemblée générale à zéro heure, heure de Paris :

- pour les titulaires d'actions nominatives, dans les comptes de titres nominatifs tenus sur les registres de la Société ;
- pour les propriétaires de titres au porteur, dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité, inscription qui est constatée par une attestation de participation délivrée par celui-ci, le cas échéant par voie électronique.

L'actionnaire, à défaut d'assister personnellement ou par mandataire à l'assemblée générale, peut choisir entre l'une des trois formules suivantes :

- voter par correspondance ;
- donner une procuration à un autre actionnaire ou à son conjoint, dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires en vigueur ;

ou

- adresser une procuration à la Société sans indication de mandataire, dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Lorsque l'actionnaire a demandé sa carte d'admission ou une attestation de participation ou, le cas échéant, exprimé son vote à distance ou envoyé un pouvoir, il ne peut plus choisir un autre mode de participation à l'assemblée. Toutefois, il peut à tout moment céder tout ou partie de ses actions.

Si le transfert de propriété intervient avant le deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, la Société invalide ou modifie en conséquence, selon le cas, le vote exprimé à distance, le pouvoir, la carte d'admission ou l'attestation de participation. À cette fin, l'intermédiaire habilité, teneur de compte, notifie le transfert de propriété à la Société ou à son mandataire et lui transmet les informations nécessaires.

Aucun transfert de propriété réalisé après le deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, n'est notifié par l'intermédiaire habilité ou pris en considération par la Société.

Les actionnaires n'ayant pas leur domicile sur le territoire français peuvent être inscrits en compte et être représentés à l'assemblée générale par tout intermédiaire inscrit pour leur compte et bénéficiant d'un mandat général de gestion des titres, sous réserve que l'intermédiaire ait préalablement déclaré au moment de l'ouverture de son compte auprès de la Société ou de l'intermédiaire financier teneur de compte, conformément aux dispositions légales et réglementaires, sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour compte d'autrui.

Les actionnaires peuvent, sur décision du Conseil d'administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, participer aux assemblées par voie de visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris Internet, dans les conditions des dispositions législatives et réglementaires en vigueur. Le Conseil d'administration fixe les modalités de participation

et de vote correspondantes, en s'assurant que les procédures et technologies employées satisfont à des caractéristiques techniques permettant la retransmission continue et simultanée des délibérations et l'intégrité du vote exprimé.

Ceux des actionnaires qui utilisent à cette fin, dans les délais exigés, le formulaire électronique proposé sur le site Internet mis en place par le centralisateur de l'assemblée, sont assimilés aux porteurs d'actions présents ou représentés. La saisie et la signature du formulaire électronique peuvent être directement effectuées sur ce site par tout procédé arrêté par le Conseil d'administration et répondant aux conditions définies à la première phrase du deuxième alinéa de l'article 1367 du Code civil, pouvant notamment consister en un identifiant et un mot de passe.

La procuration et le vote ainsi exprimé avant l'assemblée par ce moyen électronique, ainsi que l'accusé de réception qui en est donné, seront considérés comme des écrits non révocables et opposables à tous, étant précisé qu'en cas de transfert de propriété intervenant avant le deuxième jour ouvré précédant l'Assemblée à zéro heure, heure de Paris, la Société invalidera ou modifiera en conséquence, selon le cas, la procuration ou le vote exprimé avant cette date et cette heure.

Les assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'administration ou, en son absence, par un membre du Conseil d'administration spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'Assemblée élit elle-même son Président.

Les procès-verbaux d'assemblées sont dressés et leurs copies sont certifiées et délivrées conformément à la loi.

21.2.6 Clauses statutaires susceptibles d'avoir une incidence sur la survenance d'un changement de contrôle

Aucune stipulation des statuts ou du règlement intérieur qui ont été adoptés par le Conseil d'administration de la Société lors de sa réunion du 12 septembre 2018 sous condition suspensive de l'admission des actions de la Société aux négociations sur Euronext Paris, ne pourrait, à la connaissance de la Société, avoir pour effet de retarder, de différer ou d'empêcher un changement de contrôle de la Société.

21.2.7 Franchissement de seuils et identification des actionnaires

21.2.7.1 Franchissement de seuils statutaires (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.

21.2.7.1 Titres aux porteurs identifiables (article 9 des statuts)

La Société est en droit, dans les conditions légales et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse postale et, le cas échéant électronique des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

Lorsque la personne qui a fait l'objet d'une demande de renseignements n'a pas transmis les informations dans les délais prévus par les dispositions législatives et réglementaires en vigueur ou a transmis des renseignements incomplets ou erronés relatifs soit à sa qualité, soit aux propriétaires des titres, les actions ou les titres donnant accès immédiatement ou à terme au capital et pour lesquels cette personne a été inscrite en compte sont privés des droits de vote pour toute assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la date de régularisation de l'identification, et le paiement du dividende correspondant est différé jusqu'à cette date.

21.2.8 Modification du capital social

Dans la mesure où les statuts ne prévoient pas de disposition spéciale, le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti, par tous modes, de toutes manières autorisées par la loi.

21.2.9 Exercice social (article 22 des statuts)

L'exercice social commence le 1^{er} janvier et se termine le 31 décembre.

21.2.10 Affectation du résultat (article 24 des statuts)

Le résultat de l'exercice se détermine conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Sur le bénéfice de l'exercice, diminué le cas échéant des pertes antérieures, il est tout d'abord prélevé 5% au moins pour la formation du fonds de réserve prescrit par la loi. Ce prélèvement cesse d'être obligatoire lorsque le fonds de réserve atteint le dixième du capital.

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.

Les modalités de mise en paiement des dividendes sont fixées par l'assemblée générale ou, à défaut, par le Conseil d'administration.

Toutefois, la mise en paiement des dividendes doit avoir lieu dans le délai maximal de neuf mois après la clôture de l'exercice.

L'assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice pourra accorder à chaque actionnaire, pour tout ou partie du dividende mis en distribution, une option entre le paiement du dividende en numéraire ou en actions.

De la même façon, l'assemblée générale ordinaire, statuant dans les conditions prévues à l'article L. 232-12 du Code de commerce pourra accorder à chaque actionnaire un acompte sur dividendes et pour tout ou partie dudit acompte sur dividende, une option entre le paiement de l'acompte sur dividende en numéraire ou en actions.

L'offre de paiement en actions, le prix et les conditions d'émission des actions ainsi que la demande de paiement en actions et les conditions de réalisation de l'augmentation de capital seront régis par la loi et les règlements.

Lorsqu'un bilan établi au cours ou à la fin de l'exercice et certifié conforme par le ou les commissaires aux comptes fait apparaître que la société, depuis la clôture de l'exercice précédent, après constitution des amortissements et provisions nécessaires et déduction faite s'il y a lieu des pertes antérieures ainsi que des sommes à porter en réserve en application de la loi ou des statuts et compte tenu du report bénéficiaire, a réalisé un bénéfice, le Conseil d'administration peut décider de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice ainsi que d'en fixer le montant et la date de répartition. Le montant de ces acomptes ne peut excéder le montant du bénéfice défini au présent alinéa. Dans ce cas, le Conseil d'administration ne pourra faire usage de l'option décrite aux alinéas ci-dessus.

22. CONTRATS IMPORTANTS

À la date du présent document de base, 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 6.5 « *Description des activités de Neoen* », au Chapitre 10 « *Trésorerie et capitaux propres du Groupe* » et au Chapitre 19 « *Opérations avec les apparentés* » du présent document de base.

23. INFORMATIONS PROVENANT DES TIERS, DÉCLARATIONS D'EXPERTS ET DÉCLARATIONS D'INTÉRÊTS

Le présent document de base contient des données statistiques et cite des projections de tiers en rapport avec le secteur des énergies renouvelables. La provenance de ces données est détaillée au sein de la note introductive du présent document de base. La Société atteste que ces informations provenant de sources tierces ont été fidèlement reproduites et qu'à sa connaissance et au regard des données publiées ou fournies par ces sources, aucun fait n'a été omis qui rendrait les informations reproduites inexacts ou trompeuses. La Société ne peut néanmoins garantir qu'un tiers utilisant des méthodes différentes pour réunir, analyser ou calculer des données sur les segments d'activités obtiendrait les mêmes résultats.

24. DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Des exemplaires du présent document de base sont disponibles sans frais au siège social de la Société (6 rue Ménars, 75002 Paris). Le présent document de base peut également être consulté sur le site Internet de la Société (www.neoen.com) et sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org).

Pendant la durée de validité du présent document de base, 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 base ; et
- les informations financières historiques incluses dans le présent document de base.

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.

À compter de 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 sera également disponible sur le site Internet de la Société.

25. INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS

Les informations concernant les sociétés dans lesquelles la Société détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence significative sur l'appréciation de son patrimoine, de sa situation financière ou de ses résultats figurent à la Section 7.2 « *Filiales et participations* » du présent document de base et à la Note 38 aux États Financiers Annuels.

ANNEXE I

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 aérogénérateurs, 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 puissance nominale produite par des cellules ou des panneaux photovoltaïques correspondant à (i) un niveau d'irradiation de 1.000 W/m ² , (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 <i>EPC</i> (« <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 aérogénérateurs et en autres composants du système (composants <i>BOS</i> ou <i>BOP</i>).
Contrat <i>O&M</i> (« <i>Operation and Maintenance</i> »)	Contrat d'entretien et maintenance d'une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse. Généralement, le prestataire <i>O&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 « M_{0i} »).
Contrat de fourniture d'aérogénérateurs (Turbine Supply Agreement ou « TSA »)	Contrat par lequel un fournisseur assure la fourniture, le transport, l'installation et la mise en service d'aérogénérateurs.
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 (« Levelized Cost of Energy » ou « LCOE »)	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, exploitation 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 (« commercial operation date » ou « COD »)	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 (« provisional acceptance date »)	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 technique moyenne énergétique	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.
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 (puissance exprimée en kW multipliée par une période exprimée en heure).
Energie cinétique du vent	Energie 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 aérogénérateurs.
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 (« green bonds »)	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</i> (« <i>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 (« grid parity »)	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 ou biomasse donnée.
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>	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 aux projets (sans recours sur la Société).
<i>Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)</i>	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 (« Feed-in-tariff »)	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 (« Internal rate of return ») 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 la puissance électrique d'une installation photovoltaïque, établie dans des conditions de test standards ou d'une installation éolienne ou biomasse.

ANNEXE II

**COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE POUR LES EXERCICES CLOS LES 31
DECEMBRE 2017, 31 DECEMBRE 2016 ET 31 DÉCEMBRE 2015**

NEOEN

ETATS FINANCIERS CONSOLIDES

31 décembre 2015, 2016 et 2017

NEOEN

*Société par Actions Simplifiée au capital de 107 964 140 €
4, rue Euler | 75008 Paris*

SOMMAIRE

SOMMAIRE.....	2
COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE.....	4
ETAT DU RESULTAT GLOBAL.....	5
BILAN CONSOLIDE	6
TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	7
TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES	8
NOTES AUX ETATS FINANCIERS CONSOLIDES	9
1. INFORMATIONS GENERALES.....	9
2. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE.....	10
3. METHODES COMPTABLES	14
4. EVOLUTION DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	24
NOTES SUR LE COMPTE DE RESULTAT.....	26
5. CHIFFRE D'AFFAIRES	26
6. ACHATS DE MARCHANDISES ET VARIATION DE STOCKS	27
7. CHARGES EXTERNES ET DE PERSONNEL	27
8. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS COURANTS	28
9. AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS OPERATIONNELS COURANTS	28
10. AUTRES PRODUITS ET CHARGES NON COURANTS	28
11. RESULTAT FINANCIER	29
12. IMPOTS SUR LES RESULTATS.....	29
NOTES SUR LE BILAN	31
13. ECARTS D'ACQUISITION	31
14. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES.....	31
15. IMMOBILISATIONS CORPORELLES	33
16. PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET CO-ENTREPRISES.....	35
17. ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS	35
18. BESOINS EN FOND DE ROULEMENT	36
19. STOCKS	36
20. CLIENTS ET COMPTES RATTACHES.....	37
21. AUTRES ACTIFS COURANTS	37
22. TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE.....	38
23. ACTIFS NON COURANTS ET GROUPE D'ACTIFS DESTINES A ETRE CEDES.....	38
24. CAPITAUX PROPRES	39
25. PROVISIONS	41
26. DETTES FINANCIERES	42
27. INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES	44
28. IMPOTS DIFFERES.....	45
29. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES.....	45
30. AUTRES PASSIFS COURANTS.....	46
31. JUSTE VALEUR DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS.....	46
NOTES ANNEXES	48
32. INFORMATION SECTORIELLE.....	48

33.	GESTION DES RISQUES	51
34.	ENGAGEMENTS HORS BILAN	52
35.	PARTIES LIEES	53
36.	REMUNERATION DES DIRIGEANTS	54
37.	EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE	54
38.	PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	55

COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE

<i>En milliers d'euros</i>	Notes	2017	2016	2015
Ventes d'énergies		113 731	70 486	44 513
Ventes de marchandises		-	13	8
Autres produits		25 573	10 832	12 186
Chiffre d'affaires	5	139 304	81 332	56 707
Achats de marchandises et variation de stocks	6	(4 345)	(5 404)	(525)
Charges externes et de personnel	7	(38 452)	(19 420)	(13 059)
Impôts, taxes et versements assimilés		(3 489)	(2 542)	(1 682)
Quote-part du résultat net des entreprises associées		424	34	(63)
Autres produits et charges opérationnels courants	8	8 741	1 118	27
Amortissements et provisions opérationnels courants	9	(41 466)	(29 059)	(17 757)
Résultat opérationnel courant		60 717	26 059	23 648
Autres produits et charges opérationnels non courants	10	(3 987)	9 180	(7 486)
Amortissements et provisions opérationnels non courants	10	(3 032)	(3 041)	-
Résultat opérationnel		53 698	32 198	16 163
Coût de l'endettement financier		(37 734)	(23 064)	(13 769)
Autres produits et charges financiers		(2 658)	(4 253)	(869)
Résultat financier	11	(40 392)	(27 317)	(14 639)
Résultat avant impôts		13 306	4 881	1 524
Impôts sur les résultats	12	(5 877)	(2 573)	2 694
Résultat net de l'exercice des activités poursuivies		7 429	2 308	4 218
Résultat net des activités non poursuivies		-	(1 242)	(2 794)
Résultat net de l'ensemble consolidé		7 429	1 066	1 424
<i>Résultat net - part du groupe</i>		9 450	3 530	2 984
<i>Résultat net - intérêts minoritaires</i>		(2 021)	(2 464)	(1 561)
<i>Résultat part du groupe par action - avant dilution (en euros)</i>		0,09	0,04	0,04
<i>Résultat part du groupe par action - après dilution (en euros)</i>		0,09	0,04	0,03

ÉTAT DU RESULTAT 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.

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Résultat net de l'ensemble consolidé	7 429	1 066	1 424
Différences de conversion	(13 908)	1 962	188
Couverture de flux de trésorerie (swaps de taux d'intérêt)	(4 499)	693	(246)
Impôts différés liés aux couvertures de flux de trésorerie	773	(205)	(32)
Eléments recyclables par résultat	(17 634)	2 449	(90)
Autres	-	-	-
Eléments non recyclables par résultat	-	-	-
Résultat global de l'ensemble consolidé	(10 205)	3 516	1 334
<i>Dont résultat global - part du groupe</i>	<i>(5 903)</i>	<i>5 688</i>	<i>3 714</i>
<i>Dont résultat global des participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>(4 303)</i>	<i>(2 172)</i>	<i>(2 380)</i>

BILAN CONSOLIDE

<i>En milliers d'euros</i>	Notes	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
<hr/>				
Ecart d'acquisition	13	-	977	1 735
Immobilisations incorporelles	14	105 042	56 125	45 203
Immobilisations corporelles	15	1 249 197	826 782	447 759
Participations dans les entreprises associées et co-entreprises	16	7 039	6 443	0
Instruments financiers dérivés non courants	27	6 119	1 341	681
Actifs financiers non courants	17	78 377	41 996	29 804
Impôts différés actifs	28	26 264	20 595	19 409
Total des actifs non courants		1 472 038	954 259	544 591
<hr/>				
Stocks	19	453	1 967	1 042
Clients et comptes rattachés	20	29 024	15 556	22 546
Autres actifs courants	21	47 483	61 212	24 650
Instruments financiers dérivés courants	27	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	22	260 000	99 503	45 689
Total des actifs courants		336 960	178 237	93 927
<hr/>				
Actifs non courants et groupe d'actifs destinés à être cédés	23	-	16 438	20 311
Total de l'actif		1 808 998	1 148 934	658 829
<hr/>				
<hr/>				
<i>En milliers d'euros</i>				
<hr/>				
Capital		107 964	105 908	85 818
Primes		64 027	62 928	28 005
Réserves		(20 340)	(8 104)	(11 565)
Actions propres		(20)	(510)	(510)
Résultat de l'exercice - part de groupe		9 450	3 530	2 984
Capitaux propres part du groupe		161 081	163 752	104 733
Intérêts ne conférant pas le contrôle		13 462	11 248	8 923
Capitaux propres	24	174 544	175 001	113 656
<hr/>				
Provisions non courantes	25	5 795	5 115	1 760
Financements des projets - non courant	26	1 204 562	706 870	390 489
Financements corporate - non courant	26	15 250	6 650	-
Instruments financiers dérivés non courants	27	17 475	22 813	18 407
Impôts différés passifs	28	20 220	12 344	9 937
Total des passifs non courants		1 263 301	753 792	420 594
<hr/>				
Provisions courantes	25	-	-	112
Financements des projets - courant	26	95 352	42 893	31 351
Financements corporate - courant	26	63 179	45 050	32 056
Instruments financiers dérivés courants	27	7 369	-	1 078
Fournisseurs et comptes rattachés	29	157 355	79 658	31 761
Autres passifs courants	30	47 899	39 077	14 018
Total des passifs courants		371 153	206 677	110 376
<hr/>				
Passifs liés à un groupe d'actifs destinés à être cédés	23	-	13 463	14 204
Total du passif		1 808 998	1 148 934	658 829

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

En milliers d'euros

	Capital	Primes	Réserves et résultats	Actions propres	OCI	Capitaux propres - part du groupe	Participations ne conférant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Capitaux propres au 31 décembre 2014	81 249	25 287	1 329	(470)	(13 833)	93 561	963	94 524
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-	-
Augmentation de capital	4 569	2 719	0	-	-	7 287	11 456	18 743
Paiement en actions	-	-	206	-	-	206	-	206
Autres transactions avec les détenteurs d'intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	2	-	0	2	(1 115)	(1 113)
Variation des actions propres	-	-	-	(40)	-	(40)	-	(40)
Variations de périmètre et autres variations	-	-	(225)	-	226	1	0	1
Total des transactions avec les actionnaires	85 818	28 005	1 312	(510)	(13 607)	101 018	11 303	112 321
Résultat global de la période	(0)	-	2 984	-	730	3 714	(2 380)	1 334
Capitaux propres au 31 décembre 2015	85 818	28 005	4 297	(510)	(12 878)	104 733	8 923	113 656
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-	-
Augmentation de capital	20 090	34 923	0	-	-	55 013	5 430	60 442
Paiement en actions	-	-	372	-	-	372	-	372
Autres transactions avec les détenteurs d'intérêts ne conférant pas le contrôle	0	0	(1 903)	-	-	(1 903)	(928)	(2 831)
Variation des actions propres	-	-	-	-	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres variations	-	-	(735)	-	585	(150)	(4)	(154)
Total des transactions avec les actionnaires	105 908	62 928	2 031	(510)	(12 293)	158 064	13 421	171 485
Résultat global de la période	(0)	-	3 530	-	2 158	5 688	(2 172)	3 516
Capitaux propres au 31 décembre 2016	105 908	62 928	5 561	(510)	(10 135)	163 752	11 248	175 001
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	(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	0	-	(985)	-	22	(963)	216	(746)
Variation des actions propres	-	-	-	490	-	490	-	490
Variations de périmètre et autres variations	-	-	(18)	-	0	(18)	(6)	(23)
Total des transactions avec les actionnaires	107 964	64 027	5 126	(20)	(10 113)	166 984	17 765	184 749
Résultat global de la période	0	(0)	9 450	-	(15 352)	(5 903)	(4 303)	(10 205)
Capitaux propres au 31 décembre 2017	107 964	64 027	14 575	(20)	(25 465)	161 081	13 462	174 544

TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES

<i>En milliers d'euros</i>	Notes	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Résultat net de l'exercice		7 429	1 066	1 424
Éliminations :				
de la quote-part de résultat dans les entreprises associées		(424)	(34)	63
de la charge (produit) d'impôt différé	12	3 139	294	(3 137)
des amortissements et provision	14 & 15	42 945	30 891	16 916
de la variation de juste valeur au résultat des instruments financiers dérivés		(1 344)	3 014	-
des plus ou moins-values de cession		2 255	(6 559)	5 244
des charges et produits calculés liés aux paiements en actions		784	372	206
des autres produits et charges sans incidence de trésorerie		(32)	85	-
de la charge (produit) d'impôt courant	12	2 738	2 279	398
du coût de l'endettement financier net	11	37 734	23 066	13 776
Incidence de la variation du BFR	18	(16 217)	(1 708)	(2 721)
Impôts décaissés (encaissés)		(3 643)	(754)	(103)
Flux de trésorerie opérationnels des activités destinées à être cédées	23	-	957	243
Flux net de trésorerie liés aux activités opérationnelles		75 364	52 969	32 308
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise	4	(7 676)	(2 764)	(1 307)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée	4	2 339	4 476	(50)
Incidence des changements de contrôles	16	-	(1 895)	-
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	14 & 15	(468 007)	(379 735)	(182 089)
Subventions d'investissement reçues		-	11 971	-
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	14 & 15	1 093	28	135
Acquisition d'actifs financiers		(11 396)	(39 755)	(6 601)
Dividendes reçus	16	426	-	-
Cession d'actifs financiers		-	-	-
Flux de trésorerie de financement des activités destinées à être cédées		-	596	902
Flux net de trésorerie liés aux activités d'investissement		(483 220)	(407 079)	(189 011)
Augmentation de capital de la société mère	24	3 155	55 013	7 287
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital	24	8 165	5 427	11 456
Cession (acquisition) nette d'actions propres	24	490	-	(40)
Emission d'emprunts	26	716 248	398 074	180 258
Dividendes payés		(2 079)	-	-
Remboursement d'emprunts	26	(114 488)	(31 641)	(19 541)
Intérêts financiers nets versés		(37 632)	(18 813)	(13 848)
Flux de trésorerie de financement des activités destinées à être cédées		-	(34)	(22)
Flux net de trésorerie liés aux activités de financement		573 860	408 026	165 551
Incidence de la variation des taux de change	33	(5 032)	1 930	364
Incidence des changements de principes comptables		-	2	973
Effet du reclassement de la trésorerie des actifs non courants ou groupe d'actifs destinés à être cédés		-	(2 027)	(1 473)
Variation de trésorerie		160 972	53 821	8 712
Trésorerie à l'ouverture		98 749	44 928	36 216
Trésorerie à la clôture	22	259 721	98 749	44 928
Variation de la trésorerie nette		160 972	53 821	8 712

NOTES AUX ETATS FINANCIERS CONSOLIDES

1. Informations générales

a. Renseignements sur le Groupe

Le Groupe Neoen développe et opère des centrales de production d'électricité, de chaleur à partir d'énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse) et de stockage.

Le Groupe exerce ses activités sur les zones Europe / Moyen-Orient / Afrique, Australie et Amérique.

Neoen est une société par actions simplifiée enregistrée et domiciliée en France. Son siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris.

b. Contexte de publication

Les présents comptes consolidés pour les exercices clos au 31 décembre 2015, 2016 et 2017 ont été préparés dans le cadre du projet d'offre au public et d'admission des actions aux négociations sur le marché réglementé français. Ils ont été établis spécifiquement pour les besoins du Document de Base soumis à l'enregistrement auprès de l'AMF. Ces états financiers consolidés ont été établis en conformité avec les normes comptables internationales « International Financial Reporting Standards » (« IFRS »), telles qu'adoptées par l'Union européenne au 31 décembre 2017. Les présents comptes consolidés couvrant les exercices clos au 31 décembre 2015, 2016 et 2017 ont été arrêtés par le Président de la société en date du 15 juin 2018. Les comptes consolidés historiques de la société au 31 décembre 2017 ont été arrêtés le 22 mai 2018.

Ce jeu de comptes consolidés unique sur 3 ans ne vient pas se substituer aux comptes consolidés historiques de chacun des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2016, qui ont été arrêtés par le Président respectivement en date du 4 mai 2016 et du 28 avril 2017. Les événements survenus postérieurement aux dates auxquelles les comptes de chacun des exercices présentés ont été arrêtés, ne sont pas reflétés dans les présents comptes consolidés, conformément à la décision du comité d'interprétation de l'IASB (IFRS IC Rejection – IAS 10 « Events after the Reporting Period » - Reissuing previously issued Financial Statements de mai 2013).

Par rapport aux comptes consolidés historiques des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2016, les présents comptes consolidés incluent certaines modifications et les évolutions, qui améliorent la pertinence et la qualité des informations présentées, principalement :

- Format des états financiers : réorganisation des notes annexes, compléments d'informations et reformulations de certains agrégats des états de synthèse ;
- Information sectorielle : le Groupe a modifié son reporting interne, lui permettant d'ajouter une segmentation additionnelle, selon une distinction géographique « EMEA », « Australie » et « Amérique ». Cette nouvelle organisation mise en place au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017 est reflétée dans l'information sectorielle des présents comptes consolidés. En outre, en application des dispositions d'IFRS 8 « Secteurs opérationnels », le Groupe présente, pour les deux exercices comparatifs, une information sectorielle retraitée rétrospectivement selon la nouvelle organisation. Les informations relatives à la nouvelle segmentation sont détaillées dans la Note 32 « Information sectorielle » ;
- Les subventions reçues dans le cadre du projet DeGrussa, précédemment classées en « Autres produits et charges opérationnels non courants », ont été reclassées en « Autres produits et charges opérationnels courants » ;
- Les ventes de bois, précédemment classées en « Ventes de marchandises », ont été reclassées en « Achats de marchandises ». Le Groupe considérant que ces ventes sont réalisées avec un tiers agissant seulement comme Agent dans ses relations avec Neoen ;
- La présentation des informations liées aux rémunérations des dirigeants (Note 36) et du résultat net par action.

Les modalités d'établissement de ces comptes sont décrites en Note 3 « Méthodes comptables ».

2. Faits marquants de l'exercice

Développement

Les frais de développement sont activés en immobilisations incorporelles (Note 14).

Au cours de l'exercice 2017

En Amérique, le développement a été riche cette année, des projets ont été sécurisés dans trois pays, permettant à Neoen d'affirmer l'Amérique comme son troisième pôle de développement, après l'EMEA et l'Australie.

- Au Mexique, Neoen a été désigné le 22 novembre 2017, l'un des lauréats du troisième appel d'offres du pays, avec son projet solaire photovoltaïque de 375 MW situé dans l'état d'Aguascalientes.
- En Argentine, Neoen a été désigné le 29 novembre 2017 l'un des lauréats de RenovAr 2, le deuxième appel d'offres argentin, avec son projet solaire de 100 MW situé dans la province de Salta ;
- Au Salvador, 29 projets ont concouru (25 projets solaires, 4 projets éoliens) et Neoen a remporté l'essentiel de la capacité en jeu, à travers deux projets pour un total de 130 MW.

L'Australie, est devenue la région la plus importante en terme de MW sécurisés. Cette progression est révélatrice de la performance du développement de Neoen à l'international. Le Groupe a entre autre remporté :

- Le projet solaire Numurkah pour 40 MW, sélectionné pour approvisionner en énergies vertes le tramway de Melbourne ;
- Un accord avec le gouvernement de l'Etat australien de Victoria afin de lancer le « Bulgana Green Power Hub » (BGPH). Ce projet sera constitué d'un parc éolien de 194 MW couplé à 20 MW de batteries lithium-ion fournies par Tesla. Il alimentera notamment les 40 hectares de serres agricoles de Nectar Farms. Le reste de l'électricité produite sera injecté dans le réseau national.

La France, reste un pays dans lequel la société continue de se renforcer. Cela s'est illustré par la sécurisation de tarifs pour :

- 17 projets solaires, lors des appels d'offres « CRE 4 », pour un total de 115 MW ;
- Trois projets éoliens, pour un total de 52 MW, ont vu leurs permis de construire définitivement validés. L'un d'eux est entré en construction en août 2017.

Au cours de l'exercice 2016

En Australie, trois projets solaires ont remporté l'appel à projets de l'ARENA (Australian Renewable Energy Agency) pour un total de 131 MW. Ils seront situés en New South Wales (NSW).

Neoen a aussi remporté, fin 2016, une troisième tranche du projet éolien Hornsdale, pour une capacité de 112MW.

Dans les Caraïbes, Neoen a remporté en Jamaïque un projet de 49 MW.

Dans le cadre du programme « Scaling Solar » de la Banque Mondiale pour l'Afrique, Neoen a remporté **en Zambie** un appel d'offres pour une centrale solaire de 55 MW, en partenariat avec la société First Solar.

En France, trois projets éoliens, totalisant 40 MW ont vu leurs permis de construire définitivement validés.

Au cours de l'exercice 2015

En Australie, Neoen a remporté, fin 2015, une deuxième tranche de 100 MW du projet Hornsdale.

En Amérique Latine, dans la continuité de l'appel d'offres remporté au Salvador en 2014, Neoen est parvenu à sécuriser une tranche complémentaire de 25 MW portant ainsi la puissance totale du projet à 100 MW.

En France, Neoen a remporté 110 MW suite à l'appel d'offres solaire CRE III.

Plusieurs projets éoliens terrestres totalisant 44 MW ont vu leurs permis de construire définitivement validés.

Construction

Les constructions ont un impact significatif sur la croissance des immobilisations corporelles du Groupe que nous retrouvons en note 15.

Au cours de l'exercice 2017

En Australie, trois parcs solaires sont entrés en construction dans l'état de New South Wales. Ils avaient été sélectionnés à l'appel d'offres de l'ARENA (Australian Renewable Energy Agency) pour un total de 131 MW en 2016. Coleambally, un parc solaire de 189 MW, est entré en construction en décembre, dont 132 MW font l'objet d'un PPA avec un opérateur privé.

En France, un projet solaire de 6,8 MW, mixant solaire photovoltaïque et solaire à concentration (CPV) est entré en construction en octobre. Trois centrales éoliennes, issue de la croissance organique, sont entrées en construction en août pour une puissance totale de 43 MW (Chassepain, Pays Chaumontais et les Champs d'Amour).

En Zambie, le projet Bangweulu (55 MW), remporté en 2016 dans le cadre du programme « Scaling Solar » de la Banque Mondiale pour l'Afrique, est entré en construction en décembre 2017. La centrale sera construite en partenariat avec la société First Solar.

Au cours de l'exercice 2016

En Australie, le Groupe avait remporté en décembre 2015 un appel d'offres pour un projet éolien de 102 MW (« Hornsdale II »), en partenariat avec un développeur local (Megawatt Capital). Neoen a structuré en 2016 le financement de ce projet et a lancé la construction. Celle-ci était complète à 80% en fin d'année 2016.

En France, Neoen a lancé la construction de deux parcs éoliens au dernier trimestre, Osière et Vallée aux Grillons, pour une puissance de 25 MW. La construction de l'unité biomasse de Commentry s'est poursuivie en 2016.

Au cours de l'exercice 2015

En Australie, Neoen a lancé la construction d'une centrale photovoltaïque de 10,6MW couplée avec 6 MW de batteries sur la mine de cuivre et d'or de DeGrussa, un site non connecté au réseau et détenu par la société minière Sandfire Resources (ASX: SFR). Le Groupe a également remporté, en association avec Megawatt Capital, en février 2015 un appel d'offres pour l'exploitation d'un parc éolien de 100 MW à tarif fixé sur une durée de 20 ans par le gouvernement de l'ACT. Sur l'exercice, le Groupe est parvenu à finaliser le développement, lever les financements et lancer la construction du projet d'Hornsdale I.

En France, Neoen a finalisé la construction du parc éolien de Villacerf (10 MW). De plus, le Groupe a lancé la construction d'environ 50 MW de projets éoliens et 30 MW de centrales solaires issus de l'acquisition de Juwi EnR, début 2015.

Financement

Les financements mis en place durant les différentes périodes sont détaillés en note 26.

Au cours de l'exercice 2017

En avril, Neoen a renforcé son partenariat avec KfW IPEX-Bank et la Caisse d'Epargne Provence Alpes Corse (CEPAC), avec le financement d'un portefeuille de 18 projets français (éoliens et solaires) pour un montant de 270 millions d'euros.

En décembre, Neoen a émis un Green Bond de 245 M€ en trois devises (EUR, AUD et USD), pour un ensemble de projets multi-filières et multi-pays de 1,6 GW. Mis en place le 14 décembre, il a été conclu

avec AMP Capital, société d'investissement dont le siège est à Sydney. Le portefeuille est constitué de 42 projets éoliens terrestres et solaires en Australie, Amérique du sud et France, en exploitation, construction ou en phase finale de développement. Ce financement mezzanine permettra à Neoen de profiter de la diversification de son portefeuille pour investir dans de nouveaux projets.

En décembre, Neoen a réalisé le closing financier de son parc solaire zambien avec l'IFC (International Finance Corporation - groupe Banque Mondiale) et l'OPIC (Overseas Private Investment Corporation, l'institution financière de développement du gouvernement des Etats-Unis). Ce projet représente un investissement total de 60 millions de dollars, dont 39 millions financés par l'IFC et l'OPIC.

Au cours de l'exercice 2016

Au Salvador, Neoen a finalisé le financement du projet Providencia Solar (101 MWc) avec l'Interamerican Investment Corporation (IIC) et Proparco. Sa construction atteignait les 50% d'avancement en fin d'année.

Au cours de l'exercice 2015

Pour financer son développement, le Groupe a réalisé sa première émission d'obligations vertes (green bond) d'un montant de 40 millions d'euros avec une maturité de 18 ans. Cet emprunt est également sans recours sur l'actionnaire et sera exclusivement remboursé 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 puissance installée de 100 MW.

Exploitation

Les mises en service des différentes périodes expliquent l'évolution des ventes d'énergies, détaillée en note 5.

Au cours de l'exercice 2017

En Australie, Neoen et Tesla se sont vus attribuer le contrat de mise en œuvre d'une batterie lithium-ion au monde localisée sur le site du parc éolien de Hornsdale. D'une capacité de 100 MW, cette batterie a été mise en service le 1^{er} décembre 2017.

La deuxième (102 MW) et la troisième tranche (112 MW) du projet de parc éolien Hornsdale ont été mises en service en juin et décembre, respectivement.

En France, les parcs éoliens de L'Osière (14 MW) et Vallée aux Grillons (11 MW) ont été mis en service dans l'année.

Au Salvador, la centrale solaire de Providencia d'une puissance de 101 MW, est opérationnelle depuis avril.

Neoen a augmenté sa base d'actifs en exploitation de 461 MW atteignant 1 101 MW – contrôlés ou sous gestion – au 31 décembre 2017.

Au cours de l'exercice 2016

En Australie, Neoen a finalisé la construction d'une centrale photovoltaïque de 10,6 MW couplée avec 6 MW de batteries sur la mine de cuivre de DeGrussa, un site non connecté au réseau et détenu par la société minière Sandfire Resources.

En décembre 2016, Neoen a mis en service un parc éolien d'une puissance de 102 MW en Australie, première tranche du projet Hornsdale dont la deuxième a été mise en construction et la troisième lauréate d'un troisième appel d'offres ACT en 2016.

En France, les parcs éoliens de Villacerf (10 MW), de Raucourt (20 MW) et de Bussy Lettrée (25,3 MW) ainsi que les projets solaires de Cap découverte (30,1 MW) et le Pontet (1,5 MW) ont été mis en service dans l'année.

Neoen a augmenté sa base d'actifs en exploitation de 196 MW atteignant les 640 MW – contrôlés ou sous gestion – au 31 décembre 2016.

Au cours de l'exercice 2015

En France, Neoen a inauguré le parc solaire de Cestas, près de Bordeaux, d'une puissance installée de 300 mégawatts (MW), répartis en 25 centrales sur 300 hectares. Le Groupe détient 100% de 6 centrales et des participations minoritaires dans les 19 autres.

Toujours au niveau du solaire en **France**, Neoen a finalisé la construction du parc solaire de Grabels. Cette centrale, d'une puissance de 4,3 MW, combine deux technologies : des panneaux photovoltaïques classiques (silicium polycristallin) et une technologie à concentration (« CPV »).

La construction de l'unité biomasse de Commentry s'est poursuivie en 2015 avec une première injection réalisée en fin d'année. Par ailleurs, Neoen a cédé un lot de petites toitures solaires de 1 MW non stratégiques, le Groupe se concentrant sur des centrales de taille plus importante.

Neoen a augmenté sa base d'actifs en exploitation de 304 MW atteignant les 444 MW – contrôlés ou sous gestion – au 31 décembre 2015.

Acquisition / M&A**Au cours de l'exercice 2017**

Le Groupe a cédé le 10 février 2017 sa participation dans la société GenSun, à Ponticelli et Frères (Note 23).

La Société a acquis en 2017 les sociétés Centrale Photovoltaïque de Mer, Neoen Wind HoldCo 1 (Projet Bulgana) et FieldFare 2 (Projet La Puna). Ces transactions, comptabilisées en immobilisations incorporelles, permettent à Neoen d'acquérir des projets en cours de développement ou dont le tarif a été sécurisé. Ils seront amortis linéairement en fonction de la durée d'utilité estimée des centrales de production d'énergie auxquelles ils sont liés (Note 14).

Au cours de l'exercice 2016

Le Groupe a poursuivi la rationalisation de son portefeuille en cédant les centrales solaires de Fauvettes et Champgrand le 15 février 2016 pour un total d'environ 2 MW. Le 20 avril, Neoen a cédé la centrale solaire de Pistole d'une puissance de 1,6 MW. (Note 10)

Le Groupe a cédé sa participation dans la société Neoen Marine le 15 avril 2016 à son partenaire historique, la Caisse des Dépôts, qui conserve ainsi les participations dans les deux projets remportés lors de l'appel d'offres de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE2 ») de 2015. (Note 10)

Le Groupe a aussi cédé le 6 décembre 2016 la société biomasse Energie d'Alizay, détenue par la holding Biopower, et le projet en développement de centrale biomasse qu'elle portait. (Note 10)

Le Groupe a fait l'acquisition de deux sociétés portant des projets de centrales solaires : Centrale Solaire Azursol Est et Centrale Solaire Azursol Sud (Note 14).

Une joint-venture a été réalisée avec la société irlandaise BNRG Renewables Limited développant 23 projets solaires dans le Sud et l'Est de l'Irlande, pour une puissance totale de 209 MW. La joint-venture accompagnera le développement de ces projets pour les présenter à des appels d'offres irlandais à venir.

En décembre 2016, Neoen SAS a réalisé sa fusion simplifiée avec Neoen Développement dont l'effet est rétroactif au 1^{er} janvier 2016.

Au cours de l'exercice 2015

Le 28 janvier 2015, Neoen a fait l'acquisition de 100% de la société Juwi EnR (renommée Neoen Développement) et de ses filiales (Note 10).

Neoen Développement, était l'un des principaux acteurs indépendants des énergies renouvelables en France, disposant d'un important portefeuille de projets éoliens et solaires, ainsi qu'une activité notable dans la construction et l'exploitation de centrales solaires.

3. Méthodes comptables

Les états financiers du Groupe Neoen pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 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 (coentreprises et entreprises associées)

a. Référentiel

Les états financiers consolidés du Groupe pour les exercices clos le 31 décembre 2017, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015 ont été établis en conformité avec le référentiel IFRS (International Financial Reporting Standards) tel qu'adopté par l'Union Européenne au 31 décembre 2017 disponible sur le site : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A02008R1126-20160101>

Les principes et méthodes comptables retenus pour l'établissement des comptes consolidés 2017 sont identiques à ceux utilisés par le Groupe pour l'élaboration des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016 à l'exception des nouvelles normes applicables suivantes :

Normes, interprétations et amendements aux normes d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2017 :

- Amendement de la norme IAS 7 « Tableau de flux de trésorerie » ;
- Amendement à IAS 12 « Comptabilisation d'actifs d'impôt différé au titre de pertes latentes ».

Ces normes et amendements n'ont pas eu d'effet significatif sur les comptes consolidés du Groupe.

Normes, interprétations et amendements aux normes déjà publiés par l'IASB et homologués ou en cours d'homologation par l'Union Européenne, mais dont l'application n'est pas encore obligatoire au 31 décembre 2017 :

- Amendements IFRS 2 « Clarification et évaluation de transactions dont le paiement est fondé sur des actions » ;
- IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- IFRS 15 « Produits des activités ordinaires issus des contrats clients » et amendements afférents « Clarifications de la norme » ;
- IFRS 16 « Contrats de location » ;
- Amendements IAS 28 « Intérêts à long terme dans des entités associées et des coentreprises » ;
- Améliorations annuelles, Cycle 2014-2016 ;
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017.

Le Groupe a choisi de ne pas appliquer de façon anticipée ces normes et interprétations.

Le Groupe réalise actuellement une analyse des impacts et des conséquences pratiques de l'application ou de l'évolution des normes IFRS 9, 15 et 16.

Les normes IFRS 15 et IFRS 9 rentreront en vigueur dans les états financiers ouverts à compter du 1er janvier 2018. A ce stade, les principaux impacts attendus portent sur :

- IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients »

Le Groupe a mis en place un groupe de travail chargé d'examiner un panel de contrats en vue d'identifier les éventuels impacts de la norme IFRS 15 sur la reconnaissance du chiffre d'affaires.

Les travaux sont actuellement en cours de même que le choix de la méthode de transition qui sera définitif à l'issue des travaux d'évaluation d'impact de la norme.

- IFRS 9 « Instruments financiers »

Le Groupe a mis en place un groupe de travail chargé de la transition. Les impacts attendus sur le volet classement et évaluation ainsi que sur le volet dépréciation de la norme ne sont pas significatifs.

Le Groupe est actuellement en cours d'évaluation des impacts liés au volet couverture ainsi que de l'impact de la clarification introduite dans les discussions qui ont abouti à la norme IFRS 9 concernant le traitement des modifications de dettes.

La norme IFRS 16 « Contrats de location » rentrera en vigueur dans les états financiers ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

Cette norme, qui remplacera la norme IAS 17 et ses interprétations, va conduire à comptabiliser au bilan des preneurs la plupart des contrats de location selon un modèle unique, sous la forme d'un droit d'utilisation de l'actif et d'une dette de location (abandon pour les preneurs de la classification en contrats de location simple ou contrats de location-financement).

Le Groupe a démarré les travaux de mise en œuvre de cette nouvelle norme qui concernera notamment les locations de terrains. Il procède actuellement à l'évaluation des impacts sur ses états financiers et n'a pas, à ce stade, arrêté les modalités de transition.

b. Comparabilité des exercices

En dehors du changement d'estimation, lié à l'allongement des durées d'amortissement (voir ci-dessous), le Groupe n'a pas procédé à des changements de méthodes ou de présentation sur les exercices clos au 31 décembre 2017, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015.

Suite aux évolutions observées sur le secteur des énergies renouvelables, la société considère désormais qu'il existe un marché postérieur à la durée des PPA. Le Groupe a fait réaliser, en 2017, une étude sur les capacités techniques des centrales de production d'énergie par un tiers indépendant, la durée d'amortissement des actifs éolien et solaire a, en conséquence, été révisée et portée à 25 ans contre respectivement 15 et 20 ans précédemment.

S'agissant d'un changement d'estimation comptable, et conformément à la norme IAS 8, les impacts de cet allongement ont été comptabilisés de manière prospective : les dotations 2017 ont été calculées sur la base de la valeur nette comptable au 1^{er} janvier 2017 et sur la durée résiduelle d'utilisation de l'actif à cette date.

Les impacts chiffrés sur les comptes consolidés au 31 décembre 2017 sont les suivants :

- Amortissements et provisions opérationnels courants : + 11 245 K€
- Impôts sur les résultats (impôts différés) : - 2 965 K€
- Résultat net de l'ensemble consolidé : + 8 280 K€

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 2017 sont les suivants :

- 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 28) ;
- L'estimation de la valeur recouvrable des écarts d'acquisition, et immobilisations corporelles et incorporelles (note 13, 14 et 15) ;
- L'activation des frais de développement (note 14).
- Le montant des provisions (note 25).

d. Méthodes de consolidation

Les filiales contrôlées au sens d'IFRS 10 « Etats 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 IFRS11 « 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, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 38.

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 intragroupes. Aucun produit n'est comptabilisé lorsqu'il y a une incertitude significative quant à la recouvrabilité de la contrepartie due.

Le chiffre d'affaires est principalement constitué des ventes d'énergies, de certificats verts et des ventes de services.

Les ventes d'énergies correspondent aux ventes d'électricité et de vapeur produites au niveau des unités de production vendues soit à l'opérateur, 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 ou de gré-à-gré avec un acteur privé. Le chiffre d'affaires est reconnu en fonction des quantités d'électricité produites et injectées au cours de la période.

La vente de certificats verts est comptabilisée en autres produits. Ils sont reconnus à leur juste valeur, lors de l'émission de l'énergie donnant le droit aux certificats, et à la même période que les coûts y afférents. Dans l'hypothèse où un écart est constaté entre la juste valeur et le prix de vente, celui-ci est comptabilisé en autres produits à la date de vente effective.

Les ventes de services contiennent des prestations de développement ou maintenance. Ces ventes sont reconnues lorsque les services ont été rendus.

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 de :

- 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,

- 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 céder ;
- 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 et la construction du projet ;
- La capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation au cours de son développement.

Le Groupe considère que ces critères sont remplis au moment où un projet rentre dans le portefeuille, 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.

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 ».

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 ».

Le Groupe distingue les frais de développement « Etude » 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'exploitation des centrales.

A partir de la mise en service du projet, l'amortissement est calculé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent.

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* |
| - Agencements et installations : | 3-10 ans |
| - Matériel et mobilier de bureau, informatique : | 3-4 ans |

Les modes d'amortissement, les durées d'utilité et les valeurs résiduelles sont revus à chaque date de clôture et ajustés si nécessaire.

Les actifs de production en-cours correspondent 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.

() Le Groupe considère que la durée d'utilité des centrales de production est de 25 ans mais peut opter pour des durées d'amortissement plus courte en fonction des contraintes techniques, réglementaires ou contractuelles.*

j. Contrats de location

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.

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 exploitation). 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 *Etats 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 méthodes suivantes sont appliquées aux actifs financiers :

- Les placements et équivalents de trésorerie sont évalués en juste valeur, les variations de valeur étant enregistrées en résultat ;
- Les créances d'exploitation, les dépôts de garantie et les dépôts à terme sont comptabilisés à leur valeur nominale. Cette méthode n'aboutit pas à des différences significatives avec la méthode du coût amorti au taux d'intérêt effectif. En cas de difficulté de recouvrement des créances, des dépréciations sont constatées sur la base des prévisions d'encaissements.

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.

A 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 courantes pour la part remboursable à moins d'un an ;
- Dettes financières non courantes pour la part exigible à plus 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

Les instruments dérivés utilisés par le Groupe ont pour but la couverture des risques de taux sur les lignes d'emprunt contractées à taux variables.

Le Groupe peut également avoir recours à des instruments dérivés contractés à des fins de couverture de change afin de réduire son exposition aux variations des devises.

Conformément aux normes *IAS 32 Instruments financiers : présentation* et *IAS 39 Instruments financiers : comptabilisation et évaluation* définissant l'évaluation et la comptabilisation des instruments financiers, les instruments 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 couverture et en résultat pour la part inefficace.

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, coentreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation de juste valeur des instruments de couverture.

Les actifs d'impôts différés ne sont comptabilisés seulement s'il est probable que des bénéfices imposables seront réalisés, permettant ainsi l'utilisation de cet impôt différé actif.

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 Economique Territoriale en remplacement de la Taxe Professionnelle. La CET intègre deux nouvelles contributions la Taxe 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 activités non poursuivies

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 rattachés 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.

A 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 la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, 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.

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 :

- **Eolien** : 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 ;
- **Développement et Investissements** : ce secteur regroupe principalement les activités de développement et de financement ;
- **Elimination** : flux intra groupe entre les différents secteurs éliminés dans les états financiers consolidés ainsi que l'activation des coûts de développement.

Jusqu'au 31 décembre 2016, la société suivait un secteur « **Industriel** », qui regroupait les activités construction et de maintenance de projets d'énergie renouvelable. Suite à la cession du sous-groupe GenSun, le Groupe n'a plus de secteur « Industriel ».

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 :

- **EMEA** : cette zone regroupe les activités de production dans les pays d'Europe, d'Afrique et du Moyen-Orient ;
- **Amérique** : cette zone regroupe les activités de production dans les pays d'Amérique du Nord, Amérique Latine, Amérique du Sud, et dans les Caraïbes ;
- **Australie** : cette zone regroupe les activités de production en Australie.

La notion d'EBITDA 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, pris en compte pour le calcul du résultat de base par action, sont ajustés des effets de tous instruments potentiellement dilutifs.

4. Evolution du périmètre de consolidation

a. Exercice 2017

Les variations de périmètre, et/ou opérations de restructuration intervenues au cours de l'exercice 2017 sont les suivantes :

Projet Mer

Le 16 janvier 2017, Neoen a fait l'acquisition de 100% de la société Centrale Photovoltaïque de Mer.

Projet Corbas 2

Le 27 avril 2017, Neoen a fait l'acquisition de 80% des parts de la société Centrale Solaire Corbas 2, portant sa participation à 100%.

Projet Bulgana

Le Groupe a acquis l'entité Neoen Wind HoldCo 1 portant le projet australien éolien Bulgana.

Projet FieldFare

Neoen a fait l'acquisition de la société argentine FieldFare2, portant le projet solaire La Puna.

Les entités acquises ci-dessus ont été traitées en tant qu'acquisition d'actif et comptabilisées en immobilisations incorporelles (Note 14). Le prix d'acquisition de ces projets diminué de la trésorerie acquise s'élève à 7,7 M€.

GenSun

Le Groupe a cédé sa participation dans la société GenSun le 10 février 2017 (Note 23). Le prix de cession diminué de la trésorerie cédée s'élève à 2.3 M€.

Développement des activités

Dans le cadre de son développement, Neoen est amené régulièrement à créer de nouvelles sociétés.

b. Exercice 2016

Les variations de périmètre, et/ou opérations de restructuration intervenues au cours de l'exercice 2016 sont les suivantes :

Neoen Développement

Au 31 décembre 2016, Neoen Développement (acquis le 28 janvier 2015), a fusionné avec Neoen.

CSNSP 441 - Seixal

Le coactionnaire de la centrale solaire de Seixal, au Portugal, a changé au mois de Septembre, et a un contrôle accru dans la société. CSNSP 441, codétenue à 50%, n'est par conséquent plus consolidée dans les comptes à partir d'octobre.

EREC

Le Groupe a acquis une action supplémentaire de l'entreprise EREC, jusqu'ici détenue à 50%, lui permettant de devenir actionnaire majoritaire dans la société au 31 décembre 2016. La société a été mise en équivalence sur l'année mais le bilan de clôture est consolidé.

Développement des activités

Dans le cadre de son développement à l'international, Neoen est amené régulièrement à créer de nouvelles sociétés. Ce fut le cas cette année en Australie, au Mozambique, en Zambie, en Jordanie, en Colombie, en Irlande et en Allemagne.

c. Exercice 2015

Les variations de périmètre, et/ou opérations de restructuration intervenues au cours de l'exercice 2015 sont les suivantes :

Neoen Développement

Le 28 janvier 2015, Neoen a fait l'acquisition de 100% de la société Juwi EnR et de ses filiales.

La juste valeur, des actifs et passifs identifiables à la date de prise de contrôle, a été déterminée sur la base des informations disponibles à la date d'acquisition. Aucun passif éventuel n'a été comptabilisé dans les passifs identifiables du Groupe Neoen à la date d'acquisition.

Les écarts d'acquisition peuvent évoluer au cours des 12 mois qui suivent la date de prise de contrôle, en fonction des ajustements résultant d'informations complémentaires sur les faits et circonstances, tels qu'ils existaient à la date d'acquisition.

Les actifs identifiables acquis et les passifs identifiables pris en charge à la date de la prise de contrôle de Neoen Développement et de ses filiales ont été déterminés comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	Groupe Neoen Développement		
	Actifs nets acquis	Ajustements de valeur	Actifs nets acquis à la juste valeur
Actifs non courants	1 682	1 568	3 250
Actifs courants	4 984	(1 008)	3 976
Passifs non courants	(4 169)	-	(4 169)
Passifs courants	(3 003)	(11)	(3 014)
Actifs nets acquis	(506)	549	43
Prix d'acquisition	-	-	1 336
Complément de prix	-	-	369
Total prix d'acquisition	-	-	1 705
Ecarts d'acquisition			1 662

Développements majeurs des activités

Dans le cadre de son développement à l'international, Neoen est amené régulièrement à réaliser des créations de sociétés. Ce fut le cas notamment cette année en Australie, Amérique Latine, en Egypte et aux Etats-Unis.

NOTES SUR LE COMPTE DE RESULTAT

5. Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires se ventile de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Production d'électricité - photovoltaïque	54 293	42 691	33 608
Production d'électricité - éolienne	51 377	16 012	9 545
Production d'électricité et de vapeur - biomasse	7 616	11 783	1 359
Vente d'électricité - stockage	445	-	-
Vente d'énergies	113 731	70 486	44 513
Ventes de marchandises	-	13	8
Certificats verts	21 888	8 458	-
Vente de services / développement	3 685	2 374	12 186
Autres produits	25 573	10 832	12 186
Chiffre d'affaires	139 304	81 332	56 707

Au 31 décembre 2017, le revenu issu des activités du Groupe s'est élevé à 139,3 M€ contre 81,3 M€ en 2016 et 56,7 M€ en 2015.

Vente d'énergies

Au 31 décembre 2017

L'augmentation significative du chiffre d'affaires de production d'énergie éolienne est principalement liée à la mise en service en 2017 de deux tranches supplémentaires du projet Hornsdale en Australie, d'une puissance de totale de 214 MW, ainsi que des parcs éoliens de Vallée aux Grillons et de l'Osière en France, d'une puissance totale de 25 MW.

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque par rapport à l'exercice 2016 est essentiellement liée à la mise en service des centrales de Providencia au Salvador, d'une puissance de 100,8 MW.

La diminution du chiffre d'affaires de production d'électricité biomasse est liée à l'arrêt de la centrale de Commentry pendant quelques mois à cause d'incidents techniques.

Au 31 décembre 2016

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'énergie éolienne était principalement liée à la mise en service de la première tranche du projet Hornsdale en Australie, d'une puissance de 102 MW, ainsi que des parcs éoliens de Villacerf, Bussy et Raucourt en France, d'une puissance totale de 45 MW.

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque par rapport à l'exercice 2015 était essentiellement liée à :

- L'impact année pleine des centrales de Grabels et Cestas, mises en service fin 2015
- La mise en service des centrales de DeGrussa en Australie, d'une puissance de 10,6 MW, ainsi que du parc solaire Cap Découverte en France, d'une puissance de 30 MW.

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'électricité biomasse était liée à l'impact année pleine de la centrale de Commentry, qui a commencé à produire de l'électricité en novembre 2015.

Au 31 décembre 2015

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque était essentiellement liée à :

- L'impact année pleine des parcs photovoltaïques au Portugal, d'une puissance totale de 24,2 MW mis en service en 2014, ainsi que trois centrales solaires en France (d'une puissance totale de 24,2 MW) issues de l'appel d'offres de 2012 ;
- La mise en service des centrales de Grabels et Cestas en 2015.

L'augmentation du chiffre d'affaires d'électricité biomasse était liée aux premières injections de la centrale Commentry.

Autres produits

Au 31 décembre 2017, les autres produits sont essentiellement constitués de ventes de certificats verts en Australie. L'augmentation par rapport au 31 décembre 2016 s'explique par la mise en service des tranches 2 et 3 du projet Hornsdale.

Au 31 décembre 2015, les ventes de service correspondaient principalement aux prestations réalisées pour le compte de tiers dans le cadre du développement et la construction du parc photovoltaïque Cestas, dont la mise en service est intervenue fin 2015.

6. Achats de marchandises et variation de stocks

Les achats de marchandises correspondent à l'achat de bois pour le fonctionnement de la centrale biomasse de Commentry.

7. Charges externes et de personnel

Ces dépenses sont principalement composées de charges d'exploitation sur les actifs de production (loyer, assurance, maintenance...) et à d'autres coûts non directement affectés aux projets.

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Entretiens et réparations	(9 047)	(4 555)	(2 074)
Autres charges externes	(23 129)	(11 524)	(8 754)
Salaires et charges	(6 276)	(3 341)	(2 230)
Charges externes et de personnel	(38 452)	(19 420)	(13 059)

La hausse des coûts d'entretien et réparations est liée à l'augmentation du nombre de centrales en exploitation.

Les autres charges externes sont composées :

- Des frais de loyer aussi bien pour les centrales en exploitation que pour la structure ;
- D'honoraires divers (principalement de conseil, d'assistance comptable et juridique).

La hausse des charges de personnel accompagne la croissance des effectifs. Ceux-ci s'élèvent à 134 salariés à fin 2017, contre 111 au 31 décembre 2016 et 93 au 31 décembre 2015.

8. Autres produits et charges opérationnels courants

Les autres produits et charges opérationnels se décomposent de la manière suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Autres produits opérationnels courants	9 169	1 675	70
Autres charges opérationnelles courantes	(428)	(556)	(42)
Autres produits et charges opérationnels courants	8 741	1 118	27

Les autres produits opérationnels courants en 2017 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 6 M€ ainsi que de l'amortissement de la partie non remboursable de la subvention reçue dans le cadre du projet DeGrussa (2,9 M€).

9. Amortissements et provisions opérationnels courants

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Dotations nettes aux amortissements des actifs immobilisés	(41 466)	(29 599)	(17 019)
Autres dotations nettes aux provisions	-	540	(738)
Amortissements et provisions opérationnels courants	(41 466)	(29 059)	(17 757)

L'augmentation des dotations aux amortissements des actifs de production provient essentiellement des centrales mises en service au fil des exercices.

10. Autres produits et charges non courants

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Frais de développement antérieurs	(3 346)	(4 109)	(5 993)
Résultat des cessions d'actifs	1 264	10 867	359
Autres éléments non récurrents	(1 904)	2 422	(1 852)
Autres produits et charges opérationnels non courants	(3 987)	9 180	(7 486)
Amortissements et provisions opérationnels non courants	(3 032)	(3 041)	-

Autres produits et charges opérationnels non courants

Les frais de développement immobilisés pour lesquels le Groupe, à la suite d'un événement nouveau, 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.

En 2017, le Groupe a cédé la société GenSun. En 2016, le Groupe a rationalisé son portefeuille de projet en se séparant des centrales solaires de petite taille et de l'activité éolien en mer. Le modèle du Groupe est d'exploiter sur du long terme les centrales développées et non pas de les céder.

En 2017, les autres éléments non récurrents sont essentiellement composés de pénalités facturées par Adisseo suite aux dysfonctionnements de la centrale de Commeny durant la période. En 2016, en plus des pénalités déjà facturées par Adisseo, le Groupe avait facturé à Areva des pénalités dans le cadre de la construction du projet biomasse de Commeny.

En 2015, la Société avait déjà facturé des pénalités à Areva, à hauteur de 0,8 M€. 0,4 M€ de frais d'acquisition du groupe Neoen Développement avait été classé en autres charges opérationnelles non courantes, ainsi que des frais de restructuration suite à cette acquisition pour un montant de 2,1 M€.

Amortissements et provisions opérationnels non courants

Les amortissements et provisions opérationnels non courants en 2017 s'expliquent par une dépréciation nette des reprises des frais de développement pour 1,5 M€ (contre 3 M€ en 2016) ainsi que la dépréciation de stocks d'études sur l'activité de développement d'éolien en mer pour 1,5 M€.

11. Résultat financier

Le résultat financier est principalement composé de charges d'intérêts liées aux financements des actifs de production et aux emprunts corporate.

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Charges d'intérêts sur emprunt	(33 587)	(19 045)	(10 659)
Charges financières sur instruments dérivés	(4 147)	(4 019)	(3 110)
Coût de l'endettement financier	(37 734)	(23 064)	(13 769)
Produits et charges d'intérêts sur comptes courants	(178)	(196)	478
Gains et pertes de change	(1 094)	936	232
Autres produits et charges financiers	(1 387)	(4 993)	(1 579)
Total autres produits et charges financiers	(2 658)	(4 253)	(869)
Résultat financier	(40 392)	(27 317)	(14 639)

La hausse du coût de l'endettement financier s'explique par l'augmentation du nombre de centrales sous financement. Le montant des intérêts lié aux emprunts corporate s'élève à 1,3 M€.

Les autres produits et charges financières comprennent essentiellement des frais de caution, de garantie et des frais liés aux différents refinancements. Le poste comprend également la juste valeur des dérivés considérés non efficace. L'impact comptabilisé est une charge de 2,5 M€ en 2016 et un produit de 0,8 M€ en 2017.

12. Impôts sur les résultats

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Impôts exigibles	(2 738)	(2 279)	(443)
Impôts différés	(3 139)	(294)	3 137
Total impôts sur les résultats	(5 877)	(2 573)	2 694

La différence entre la charge d'impôt effective et la charge d'impôt théorique s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Résultat avant impôt	13 306	4 881	1 524
Taux d'impôt sur les bénéfices applicables à la maison mère	33,33%	33,33%	33,33%
Charge théorique d'impôt	(4 435)	(1 627)	(508)
Différences de taux d'imposition	558	752	357
Différences permanentes	1 055	535	2 368
Impôt sans base	68	(139)	(306)
Variation d'actifs d'impôts sur déficits reportables	(363)	361	(394)
Déficits fiscaux générés sur la période non activés	(1 954)	(1 130)	(1 308)
Imputation de déficits antérieurs non activés	88	65	1 426
Effet de changement du taux d'impôt	(1 140)	(1 243)	-
Autres	246	(147)	1 059
Charge réelle d'impôt	(5 877)	(2 573)	2 694

En 2017, les autres charges d'impôt correspondent principalement à une reprise de provision liée à une surévaluation de la charge d'impôts en 2016.

NOTES SUR LE BILAN

13. Ecarts d'acquisition

Les écarts d'acquisition de 2015 et 2016 ont été affectés aux immobilisations corporelles des projets auxquels ils sont liés.

14. Immobilisations incorporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Frais de développement immobilisés - Opération	Frais de développement immobilisés - Etudes	Autres immobilisations incorporelles	Total
Valeurs brutes				
Au 31 décembre 2014	15 034	20 574	4 512	40 120
Acquisitions	5 032	8 916	526	14 475
Diminutions	(339)	(5 843)	(163)	(6 345)
Effet des variations de périmètre	-	1 567	125	1 692
Autres mouvements et reclassements	660	(1 690)	(1 062)	(2 092)
Au 31 décembre 2015	20 387	23 525	3 938	47 850
Acquisitions	3 869	14 933	128	18 930
Diminutions	-	(4 109)	(243)	(4 352)
Effet des variations de périmètre	(246)	246	-	-
Autres mouvements et reclassements	2 677	(2 612)	(124)	(59)
Au 31 décembre 2016	26 687	31 984	3 699	62 369
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
Au 31 décembre 2017	36 370	34 339	43 875	114 585
Amortissements et dépréciations				
Au 31 décembre 2014	(1 539)	-	(636)	(2 174)
Dotations aux amortissements	(610)	-	(79)	(689)
Perte de valeur	-	(155)	(7)	(163)
Diminutions	190	-	115	305
Effet des variations de périmètre	-	-	(124)	(124)
Autres mouvements et reclassements	198	-	-	198
Au 31 décembre 2015	(1 761)	(155)	(731)	(2 647)
Dotations aux amortissements	(1 048)	-	(76)	(1 124)
Perte de valeur	-	(3 041)	-	(3 041)
Diminutions	-	-	223	223
Effet des variations de périmètre	-	-	-	-
Autres mouvements et reclassements	-	-	345	345
Au 31 décembre 2016	(2 809)	(3 197)	(239)	(6 244)
Dotations 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
Au 31 décembre 2017	(4 311)	(4 683)	(549)	(9 543)
Valeurs nettes				
Au 31 décembre 2014	13 496	20 574	3 876	37 946
Au 31 décembre 2015	18 627	23 370	3 207	45 203
Au 31 décembre 2016	23 878	28 787	3 460	56 125
Au 31 décembre 2017	32 059	29 656	43 327	105 042

Frais de développement

Le Groupe a activé des charges directement imputables au développement de projets pour un montant de 18,3 M€, pour l'exercice 2017, 18,9 M€ pour l'exercice 2016 et 13,9 M€ pour l'exercice 2015. Ces investissements se concentrent principalement sur des projets localisés en Australie, en France, en Zambie, au Mozambique, au Salvador, au Mexique, en Jamaïque, et en Jordanie.

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 3,3 M€ pour l'exercice 2017, 4,1 M€ pour l'exercice 2016 et 6 M€ pour l'exercice 2015.

Ces projets avaient fait l'objet de dépréciation, à hauteur de 2,2 M€ en 2016.

Enfin, des frais de développement activés ont été dépréciés à hauteur de 3,7 M€ en 2017 et 3 M€ en 2016 étant donné que des facteurs externes à la société sont venus diminuer les probabilités de succès de ces projets au cours de l'exercice.

Les « Frais de développement immobilisés – Etudes » pour 29,7 M€, comprennent 11,5 M€ de dépenses activées relatives aux projets dont le tarif est sécurisé à fin 2017.

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.
- Des effets des variations de périmètre 2017 (17,7 M€), correspondant à l'achat par le Groupe des projets en cours de développement : Bulgana en Australie (éolien), Mer en France (photovoltaïque) La Puna en Argentine (photovoltaïque).

15. Immobilisations corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Actifs de production	Actifs de production en-cours	Autres immobilisations corporelles	Total
Valeurs brutes				
Au 31 décembre 2014	266 011	68 355	4 037	338 403
Acquisitions	84 003	83 372	1 807	169 183
Cessions	0	(4)	(647)	(651)
Effet des variations de périmètre	(2 649)	-	807	(1 842)
Effet de change	3	(457)	27	(427)
Autres mouvements et reclassements	47 947	(61 767)	-	(13 820)
Au 31 décembre 2015	395 315	89 499	6 032	490 846
Acquisitions	128 032	278 591	3 308	409 931
Cessions	-	(20)	(398)	(418)
Effet des variations de périmètre	(16 057)	(24)	-	(16 081)
Effet de change	3 736	5 916	180	9 831
Autres mouvements et reclassements	155 252	(152 588)	(1 408)	1 256
Au 31 décembre 2016	666 279	221 373	7 712	895 365
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)
Au 31 décembre 2017	1 135 690	212 797	7 986	1 356 474
Amortissements et dépréciations				
Au 31 décembre 2014	(27 647)	(911)	(1 269)	(29 828)
Dotations aux amortissements	(16 257)	-	(257)	(16 515)
Perte de valeur	-	-	(76)	(76)
Cessions	-	-	485	485
Effet des variations de périmètre	748	-	(505)	242
Effet de change	(0)	8	0	8
Autres mouvements et reclassements	2 707	(110)	(0)	2 597
Au 31 décembre 2015	(40 450)	(1 014)	(1 622)	(43 086)
Dotations aux amortissements	(28 551)	-	(399)	(28 950)
Perte de valeur	-	-	(131)	(131)
Cessions	-	-	282	282
Effet des variations de périmètre	2 292	-	-	2 292
Effet de change	(68)	17	(2)	(53)
Autres mouvements et reclassements	(132)	(66)	1 260	1 062
Au 31 décembre 2016	(66 908)	(1 063)	(611)	(68 582)
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)
Au 31 décembre 2017	(105 513)	(1 051)	(711)	(107 276)
Valeurs nettes				
Au 31 décembre 2014	238 363	67 443	2 768	308 575
Au 31 décembre 2015	354 865	88 485	4 410	447 760
Au 31 décembre 2016	599 370	220 310	7 102	826 782
Au 31 décembre 2017	1 030 176	211 746	7 275	1 249 197

Actifs de production en-cours

Les acquisitions de la période correspondent aux centrales en construction en 2017, notamment les projets :

- **En Australie** : HWF 2 (33 M€) HWF 3 (141 M€), Parkes (66 M€), Griffith (36 M€) et Dubbo (31 M€) et Coleambally (30 M€) ;
- **En France** : Osière (18 M€), Vallée aux Grillons (12 M€), Chassepain (14 M€), Pays Chaumontais (7 M€) et Champ d'Amour (10 M€) ;
- Ainsi que Providencia (33 M€) au **Salvador** et Bangweulu (10 M€) en **Zambie**.

En 2016, les acquisitions de la période correspondaient notamment aux projets :

- **En Australie** : HWF 2 (112 M€) et HWF 3 (8 M€) ;
- **En France** : Bussy (29 M€), Raucourt (20 M€) et Cap Découverte (19 M€) ;
- Ainsi que Providencia (75 M€) au **Salvador**.

En 2015, les acquisitions de la période correspondaient notamment aux projets :

- **En Australie** : DeGrussa (19 M€), HWF 1 (31 M€) ;
- **En France** : Cap Découverte (12 M€), Raucourt (5 M€), Bussy (3 M€) et Villacerf (11 M€).

Les immobilisations des centrales entrées en exploitation durant l'exercice, ont été reclassées en actifs de production.

Actifs de production

Au cours de l'exercice 2017, les acquisitions proviennent essentiellement du projet Hornsdale Power Reserve (56 M€) qui est entré en construction et mis en service au cours de la période.

Au cours de l'exercice 2016, les acquisitions de la période se concentraient majoritairement sur le projet australiens HWF 1 (127 M€).

Au cours de l'exercice 2015, les acquisitions de la période se concentraient majoritairement sur des projets solaires en France (groupe Cestas pour 53 M€ et Grabels pour 7 M€) et sur l'unité biomasse de Commeny en France (23 M€).

Autres immobilisations corporelles

Les actifs correspondent essentiellement aux terrains détenus.

Le montant des intérêts capitalisés au titre des exercices 2017, 2016 et 2015 s'élève respectivement à 9,5 M€, 5,6 M€ et 3,3 M€.

Suite à l'arrêt de la centrale biomasse de Commeny, remise en fonctionnement à fin 2017, le Groupe a effectué un test de dépréciation. Les résultats ont révélé que la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable du projet.

Par ailleurs, les flux de trésorerie liés à l'acquisition d'immobilisations incorporelles et corporelles se détaillent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Acquisition d'immobilisations incorporelles	32 211	18 930	14 475
Acquisition d'immobilisations corporelles	507 201	409 931	169 183
Variation cash des dettes fournisseurs d'immobilisations	(71 405)	(49 126)	(1 569)
Investissements incorporels et corporels	468 007	379 735	182 089

16. Participations dans les entreprises associées et co-entreprises

La variation des participations dans les entreprises associées s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Montant en début de période	6 443	0	417
Dividendes versés	(426)	-	-
Augmentation de Capital	-	0	1 127
Changement de méthode de consolidation	-	6 397	-
Quote-part de résultat dans les entreprises associées	422	34	(63)
Variation de juste valeur	599	12	-
Autres mouvements	0	(0)	(1 480)
Total fin de période	7 039	6 443	0

En 2016, les 6,4 M€ de la ligne « *Changement de méthode de consolidation* » concerne uniquement le projet Seixal qui est passé d'intégration globale à mise en équivalence. La trésorerie à la date de changement de méthode de consolidation s'élevait à 1,9 M€. En 2017, ce projet a versé des dividendes à ses deux actionnaires.

En 2015, la participation dans les entreprises Eoliennes en Mer de Vendée et de Dieppe avait été reclassée en actifs détenus en vue de la vente (1 480 K€).

17. Actifs financiers non courants

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Dépôts de garantie	66 841	21 731	18 390
Actifs financiers (AFS)	2 460	2 460	2 460
Prêts à plus d'un an	9 076	17 804	8 953
Total autres actifs financiers non courants	78 377	41 996	29 804

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 2017 correspond principalement à la mise en place de DSRA sur des projets australiens et au Salvador.

Titres non consolidés

Les titres non consolidés concernent les participations minoritaires résiduelles dans les groupements Cestas. Elles sont valorisées à la juste valeur, c'est-à-dire au prix de la dernière transaction réalisée, au moment de la cession par le Groupe à fin 2014.

Prêts à plus d'un an

Le Groupe finance par compte courant le développement et la construction de centrales dans les sociétés non consolidées par intégration globale. Dans le cadre de refinancements, les centrales dont le Groupe détient une participation ne permettant pas le contrôle (Cestas et Seixal), ont remboursé une partie de leurs comptes courants à hauteur de 8,8 M€ au cours de l'exercice 2017.

Au cours de l'exercice 2016, l'augmentation des prêts à plus d'un an correspondait principalement à la mise en place d'un compte séquestre pour BE Commentry pour stocker la dette en attendant le paiement

des dernières immobilisations (4,9 M€) et à la créance de compte courant envers Seixal au Portugal, précédemment éliminée en interco, mais déconsolidée en 2016 (2,8 M€).

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 :

	Bilan au 31.12.2017	Bilan au 31.12.2016	Variation du besoin en fonds de roulement (Bilan)	Opérations de reclassement de présentation	Actifs destinés à être cédés	Variations de périmètre	Ecart de conversion	Variation du besoin en fonds de roulement (TFT)
<i>En milliers d'euros</i>								
Stocks et en-cours	453	1 967	1 514	(350)	-	-	-	1 864
Créances clients et comptes rattachés	29 024	15 556	(13 468)	(26)	-	(879)	633	(13 196)
Autres créances	44 966	31 521	(13 445)	(2 208)	-	(7)	1 098	(12 329)
Dettes fournisseurs	(23 009)	(19 870)	3 138	(8 841)	-	141	(250)	12 088
Autres dettes	(45 498)	(38 116)	7 382	8 208	-	11 572	(7 755)	(4 644)
Total	5 936	(8 943)	(14 879)	(3 216)	-	10 827	(6 273)	(16 217)

	Bilan au 31.12.2016	Bilan au 31.12.2015	Variation du besoin en fonds de roulement (Bilan)	Opérations de reclassement de présentation	Actifs destinés à être cédés	Variations de périmètre	Ecart de conversion	Variation du besoin en fonds de roulement (TFT)
<i>En milliers d'euros</i>								
Stocks et en-cours	1 967	1 042	(925)	680	94	(1 511)	-	(188)
Créances clients et comptes rattachés	15 556	22 546	6 990	9 962	(8 849)	(153)	(99)	6 129
Autres créances	41 447	28 736	(12 711)	19	(2 743)	1 287	133	(11 406)
Dettes fournisseurs	(19 870)	(22 647)	(2 777)	(9 680)	8 650	(715)	(5)	(1 027)
Autres dettes	(38 116)	(13 915)	24 201	20 357	3 630	(6 230)	1 659	4 784
Total	983	15 761	14 778	21 338	782	(7 322)	1 688	(1 708)

	Bilan au 31.12.2015	Bilan au 31.12.2014	Variation du besoin en fonds de roulement (Bilan)	Opérations de reclassement de présentation	Actifs destinés à être cédés	Variations de périmètre	Ecart de conversion	Variation du besoin en fonds de roulement (TFT)
<i>En milliers d'euros</i>								
Stocks et en-cours	1 042	5 929	4 887	4 621	121	(87)	-	232
Créances clients et comptes rattachés	22 546	6 185	(16 361)	1 149	(508)	(956)	0	(16 047)
Autres créances	28 736	21 065	(7 672)	(1 275)	85	(2 030)	(11)	(4 440)
Dettes fournisseurs	(22 647)	(5 820)	16 827	(128)	6	917	(42)	16 074
Autres dettes	(13 915)	(10 143)	3 773	(155)	466	2 020	(19)	1 460
Total	15 761	17 215	1 454	4 211	171	(137)	(72)	(2 721)

19. Stocks

	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
<i>En milliers d'euros</i>			
Stocks d'études - Valeur Brute	1 541	1 563	-
Stocks d'études - Dépréciation	(1 541)	-	-
Total stocks d'études	-	1 563	-
Stocks de marchandises - Valeur Brute	453	404	1 249
Stocks de marchandises - Dépréciation	-	-	(208)
Total stocks de marchandises	453	404	1 042
Total stocks et en-cours	453	1 967	1 042

Stocks d'études

Les stocks d'études liés au développement des activités d'éolien en mer pour 1,5M€ ont été dépréciés en 2017 pour leur totalité.

Sur l'exercice 2015 et en application de la norme IFRS 5 *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, les stocks de Neoen Marine avaient été reclassés en « Actifs non courant ou groupe d'actifs destinés à être cédés ». En 2016, ces stocks avaient été refacturés à Neoen Marine Développement.

Stocks de marchandises

Le Groupe a réalisé des achats de bois et a constitué un stock pour le projet biomasse de Commentry pour les exercices clos au 31 décembre 2017, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015.

20. Clients et comptes rattachés

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Créances clients	29 024	15 556	22 600
Dépréciations créances clients	-	-	(54)
Total clients et comptes rattachés	29 024	15 556	22 546

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 règlements d'appel d'offres).

En 2017, 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.

En 2016, les créances enregistrées correspondaient principalement à la vente des certificats verts de HWF 1 ainsi qu'à la facturation de pénalités de retard au constructeur de la centrale biomasse de Commentry.

En 2015, les créances étaient essentiellement constituées des conventions de développement et charges de raccordement facturées aux entités Cestas 7 à 25, sociétés non contrôlées, et de la production réalisée par l'unité biomasse de Commentry sur novembre et décembre 2015.

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 2017 ainsi qu'au 31 décembre 2016.

21. Autres actifs courants

Les autres actifs courants s'analysent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Créances fiscales et sociales	26 908	21 521	14 229
Fournisseurs débiteurs	10 079	630	551
Charges constatées d'avance	8 339	8 580	7 615
Autres débiteurs	2 158	30 483	2 257
Total autres actifs courants	47 483	61 212	24 650

A fin 2017, les créances fiscales et sociales sont essentiellement de la TVA à récupérer, sur des factures d'immobilisation liées notamment à la construction des centrales Osière et Vallée aux Grillons en France, Parkes, Coleambally et Griffith en Australie.

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 exploitation, entraînant ainsi la comptabilisation de charges constatées d'avance.

Au 31 décembre 2016, les autres débiteurs comprenaient principalement des comptes séquestres constitués dans le cadre des financements et utilisés pour le règlement des factures liées à la construction des centrales ainsi qu'à un collatéral pour la couverture de change et de taux du projet Hornsdale 3, ce dernier a été remboursé en 2017.

22. Trésorerie et équivalents de trésorerie

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Equivalents de trésorerie	3 832	872	1 139
Disponibilités	256 168	98 630	44 550
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	260 000	99 503	45 689

Les 260 M€ de liquidités sont principalement composés de tirage de l'obligation verte de 95,9 M€ en vue d'investissements dans de nouveaux projets (voir Note 37 – Evénements postérieurs à la clôture), et pour 76,3 M€ les tirages de dettes seniors afin de payer les factures d'investissement au sein des projets et de la liquidité au niveau de Neoen SAS.

Les placements à court terme réalisés par le Groupe sont entièrement disponibles et ne présentent pas de risques.

23. Actifs non courants et groupe d'actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2016, les actifs non courants destinés à être cédés correspondaient à l'activité industrielle du groupe GenSun, selon IFRS 5. Ces sociétés ont été cédées en 2017. L'activité industrielle était présentée comme suit au 31 décembre 2016 :

- Les actifs et passifs des sociétés ont été reclassés en « Actifs non courants ou groupe d'actifs destinés à être cédés » ou « Passifs liés à un groupe d'actifs destinés à être cédés » au bilan au 31 décembre 2016, sans retraitement des périodes précédentes.
- Le résultat net des activités abandonnées réalisé sur l'exercice est présenté sur une ligne du compte de résultat intitulée « Résultat net des activités destinées à être cédées ».
- Les flux de trésorerie liés à l'exploitation, aux investissements et au financement, attribuables aux activités abandonnées réalisés au cours de l'exercice sont présentés dans le tableau des flux de trésorerie du Groupe.

Le classement des actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées est détaillé comme suit :

	31.12.2016
<i>En milliers d'euros</i>	
Actifs non courants	1 195
Actifs courants	15 243
Actifs non courants et groupe d'actifs destinés à être cédés	16 438
Passifs non courants	334
Passifs courants	13 129
Passifs liés à un groupe d'actifs destinés à être cédés	13 463

	31.12.2016	31.12.2015
<i>En milliers d'euros</i>		
Résultat opérationnel courant	(1 246)	(2 745)
Résultat opérationnel non courant	-	-
Résultat opérationnel	(1 246)	(2 745)
Résultat financier	67	(4)
Résultat avant impôt	(1 179)	(2 749)
Impôts sur les résultats	(62)	(45)
Résultat net des activités destinées à être cédées	(1 242)	(2 794)

Les conditions de classement en actifs non courants ou groupe d'actifs destinés à être cédés, selon IFRS 5, étant réunies au 31 décembre 2015, les actifs et passifs des sociétés de projet portant 3 centrales solaires avaient été reclassés en « Actifs non courants ou groupe d'actifs destinés à être cédés » ou « Passifs liés à un groupe d'actifs destinés à être cédés » au bilan au 31 décembre 2015, sans retraitement des périodes précédentes.

Le Groupe a finalisé ces cessions en 2016. Aucune perte de valeur n'a été constatée suite à ce classement.

	31.12.2015
<i>En milliers d'euros</i>	
Actifs non courants	13 893
Actifs courants	6 418
Actifs non courants et groupe d'actifs destinés à être cédés	20 311
Passifs non courants	13 146
Passifs courants	1 057
Passifs liés à un groupe d'actifs destinés à être cédés	14 204

24. Capitaux propres

Les mouvements affectant les capitaux propres du Groupe Neoen au cours des exercices 2015, 2016 et 2017 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés.

Capital social, réserves et primes

Le capital social, entièrement libéré, est composé au 31 décembre 2017 de 107 964 140 actions de 1 € de valeur nominale. Le Groupe détient 10 000 de ses propres actions.

En 2017, les augmentations de capital de la société mère se sont élevées à 3,1 M€ (dont 2 M€ en capital et 1,1 M€ de primes d'émission).

Au cours de l'exercice, les investisseurs minoritaires ont effectué des augmentations de capital dans les projets intégrés globalement pour 8,4 M€.

Au 31 décembre 2016, le capital social, entièrement libéré, était composé de 105 907 569 actions de 1 € de valeur nominale et le Groupe détenait 217 500 de ses propres actions. Au 31 décembre 2015, le capital social, entièrement libéré, était composé de 85 817 968 actions de 1 € de valeur nominale. Le Groupe détenait 217 500 de ses propres actions.

Les différents mouvements intervenus sur le capital au cours de l'exercice sont les suivants :

Date	Opérations	Capital social (en milliers euros)	Prime d'actions (en milliers euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale (en euros)
	31/12/2016	105 907 569	62 928 239	105 907 569	1,00
31/01/2017	Exercice de 100.000 OSA à 1€ et augmentation de capital 250.000 actions à 3€	350 000	500 000	350 000	1,00
30/06/2017	Exercice de 90.000 OSA à 1€, 28.050 OSA à 1,20€ et 150.000 BSA à 1,39€	288 050	63 710	288 050	1,00
04/07/2017	Exercice de 20.000 OSA à 2€	20 000	20 000	20 000	1,00
08/11/2017	Exercice de 75.000 OSA à 2€ et 710.000 BSA 1,39	785 000	351 900	785 000	1,00
29/12/2017	Exercice 418.346 BSA à 1,39	418 346	183 155	418 346	1,00
29/12/2017	Attribution 217.175 action gratuite par création d'actions	217 175	-	217 175	1,00
	31/12/2017	107 964 140	64 027 003	107 964 140	1,00

Plan d'option de souscription d'actions

En 2016, le conseil d'administration avait attribué 700 000 stock-options au prix d'exercice de 3 euro. 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 1^{er} janvier 2015, le conseil d'administration avait attribué 1 142 500 stock-options au prix d'exercice de 2 euros. La durée d'acquisition des droits est de deux ans et l'échéance du plan est fixée au 1^{er} janvier 2020.

La juste valeur des plans d'option de souscription d'actions s'élève à 958 K€ en 2017, 795 K€ en 2016 et 310 K€ en 2015. 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 230 K€ a été reconnue au compte de résultat en 2017. En 2016, cette charge s'élevait à 372 K€, et 172 K€ en 2015.

Le Groupe a retenu les hypothèses suivantes pour valoriser ces plans :

- - 18% en 2016 et 2015 (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
01/07/2010	160 000	01/07/2013	01/07/2015	€1,39	0
01/04/2011	330 000	01/04/2014	01/04/2016	€1,00	0
30/06/2011	20 000	30/06/2014	30/06/2016	€1,00	0
02/07/2012	260 000	02/07/2015	02/07/2017	€1,00	0
01/04/2014	175 000	01/04/2017	01/04/2019	€1,20	0
01/01/2015	1 142 500	01/01/2017	01/01/2020	€2,00	987 500
10/01/2016	180 000	10/01/2019	10/01/2021	€2,00	180 000
16/05/2016	50 000	16/05/2019	16/05/2021	€2,00	50 000
23/12/2016	470 000	23/12/2019	23/12/2021	€3,00	440 000
Total	2 787 500				1 657 500

Plan d'attribution d'actions gratuites

Le 23 décembre 2016, le Président, après autorisation du comité des nominations et des rémunérations en date du 20 décembre 2016 et décision de l'assemblée générale en date du 23 décembre 2016, a décidé d'attribuer gratuitement 217 175 actions, d'une valeur nominale de 1 euro, à des collaborateurs du Groupe. 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 minimale de 1 ans.

Le comité de surveillance du 6 octobre 2015 avait décidé l'attribution d'un plan de 217 500 actions gratuites de la société, au prix d'attribution de 2€ unitaire, avec une période d'acquisition se terminant le 28 décembre 2017.

Intérêts ne conférant pas le contrôle

Au 31 décembre 2017 :

<i>En milliers d'euros</i>	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%	947	9 818
HWF HoldCo 3	Australie	20,00%	479	7 258
HWF HoldCo 2	Australie	20,00%	1 126	6 323
HWF 1	Australie	30,00%	2 063	1 651
Bangweulu Power Company	Zambie	41,20%	(493)	499
Neoen Marine Développement	France	35,00%	(579)	(680)
HWF 2	Australie	20,00%	(63)	(799)
HWF 3	Australie	20,00%	(908)	(1 441)
Biomasse Energie de Commentry Individuellement non significatives	France	49,00%	(4 450)	(8 854)
			(2 021)	13 462

25. Provisions

Le mouvement sur les provisions se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	Provisions non courantes	Provisions courantes
Montant au 31 décembre 2014	220	-
Dotations	354	112
Reprises utilisées	(850)	-
Actualisation	-	-
Effet des variations de périmètre	2 035	-
Autres mouvements	-	-
Montant au 31 décembre 2015	1 760	112
Dotations	92	1 380
Reprises utilisées	(742)	(1 492)
Actualisation	85	-
Effet des variations de périmètre	(1 387)	1 233
Autres mouvements	5 306	(1 233)
Montant au 31 décembre 2016	5 115	-
Dotations	-	-
Reprises utilisées	-	-
Actualisation	105	-
Effet des variations de périmètre	-	-
Autres mouvements	575	-
Montant au 31 décembre 2017	5 795	-

Les autres mouvements correspondent principalement aux provisions de démantèlement constatées sur les actifs de production en exploitation.

La provision pour démantèlement constatée sur les actifs de production en exploitation s'élève à 4,8 M€ au 31 décembre 2017, contre 4,2 M€ au 31 décembre 2016 et 0,1 M€ au 31 décembre 2015.

26. Dettes financières

En 2017, l'endettement total du Groupe atteint 1 403 M€, contre 824 M€ à fin 2016 et 474 M€ à fin 2015.

a. Dette nette

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Emprunt bancaire - financement des actifs de production	978 351	654 158	326 068
Financements obligataires des projets	231 139	82 928	66 300
Financement corporate	78 429	51 700	32 056
Investisseurs minoritaires et autres	90 423	12 677	29 472
Instruments dérivés - effets des couvertures	24 843	22 813	19 485
Total dettes financières	1 403 186	824 276	473 381
Investisseurs minoritaires et autres	(90 423)	(12 677)	(29 472)
Total dettes financières ajustées	1 312 762	811 599	443 909
Placements à court terme	(3 832)	(872)	(1 139)
Disponibilités	(256 168)	(98 630)	(44 550)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(260 000)	(99 503)	(45 689)
Dépôts de garantie	(66 841)	(21 731)	(18 390)
Autres créances - non courant	(4 868)	(5 099)	(296)
Total autres actifs	(71 709)	(26 831)	(18 686)
Total dette nette	981 053	685 266	379 534

Le groupe considère que le poste *Investisseurs minoritaires et autres* est soit assimilable à des fonds propres soit à des passifs ne comportant ni covenants ni intérêts et conditionnées à des droits incorporels. De fait, il convient de ne pas les prendre en compte dans le calcul de la dette nette.

b. Analyse par nature

<i>En milliers d'euros</i>	Non courantes	Courantes	31.12.2017
Emprunt bancaire - financement des actifs de production	914 053	64 298	978 351
Financements obligataires des projets	208 833	22 307	231 139
Financement corporate	15 250	63 179	78 429
Investisseurs minoritaires et autres	81 676	8 747	90 423
Instruments dérivés - effets des couvertures	17 475	7 369	24 843
Total Dettes financières	1 237 286	165 899	1 403 186
<i>En milliers d'euros</i>	Non courantes	Courantes	31.12.2016
Emprunt bancaire - financement des actifs de production	613 167	40 992	654 158
Financements obligataires des projets	81 027	1 901	82 928
Financement corporate	6 650	45 050	51 700
Investisseurs minoritaires et autres	12 677	-	12 677
Instruments dérivés - effets des couvertures	22 813	-	22 813
Total Dettes financières	736 333	87 943	824 276

<i>En milliers d'euros</i>	Non courantes	Courantes	31.12.2015
Emprunt bancaire - financement des actifs de production	299 028	27 040	326 068
Financements obligataires des projets	61 989	4 311	66 300
Financement corporate		32 056	32 056
Investisseurs minoritaires et autres	29 472		29 472
Instruments dérivés - effets des couvertures	18 407	1 078	19 485
Total Dettes financières	408 897	64 485	473 381

Emprunt bancaire – financement des actifs de production

Le Groupe finance une part importante de ses investissements grâce à de la dette sans recours sur la société-mère (« Project Finance »). En 2017, les nouveaux financements de ce type ont concerné les centrales éoliennes de HWF3, Osière, Vallée aux Grillons, Champs d'Amour, ainsi que les projets solaires de Parkes, Griffith et Dubbo.

En 2016, ils concernaient les centrales éoliennes de HWF1 et HWF2, ainsi que la centrale solaire Providencia au Salvador, et en 2015, les centrales solaires de Cestas, le projet éolien HWF 1 en Australie, la centrale biomasse de Commentry et la centrale éolienne de Villacerf.

Financements obligataires des projets – non courant

En décembre 2017, Neoen a émis un Green Bond de 245 M€ 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 M€.

En 2016, Neoen avait émis un emprunt obligataire pour refinancer la centrale photovoltaïque de Grabels, et un autre emprunt pour le financement de la construction de la centrale éolienne HWF2.

En 2015, Neoen avait émis un Green Bond d'une maturité de 18 ans et au taux de 7% qui lui avait permis de refinancer la part fonds propres injectée dans 13 projets en exploitation pour un montant de 40 M€.

En 2015, le Groupe avait également émis un nouvel emprunt obligataire afin de financer les actifs de production portugais.

Investisseurs minoritaires et autres

Les autres dettes financières sont principalement composées des comptes courants d'associés chez Neoen SAS, et des comptes courants minoritaires dans la société biomasse de Commentry. En 2015, les autres dettes financières étaient également composées d'une avance remboursable reçue par la société DeGrussa. Cette avance avait été reclassée en produit constaté d'avance au cours de l'exercice 2016.

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 :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Dettes à taux fixes	619 668	361 088	217 800
Dettes à taux variables	758 674	440 375	236 097
Effet des couvertures	24 843	22 813	19 485
Total des dettes financières après effet des couvertures	1 403 186	824 276	473 381

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 couvertures 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 non actualisés des dettes financières (incluant le remboursement du capital et le paiement des intérêts courus non échus) est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total dettes financières
Emprunt bancaire - financement actifs de production	64 298	177 280	736 773	978 351
Financements obligataires des projets	22 307	58 008	150 825	231 139
Investisseurs minoritaires et Autres	8 747	54 871	26 804	90 423
Financement corporate	63 179	8 200	7 050	78 429
Instruments dérivés - effets des couvertures	7 369	14 175	3 300	24 843
Total au 31 décembre 2017	165 899	312 534	924 752	1 403 186

e. Ventilation par flux des dettes financières

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2016	Flux de trésorerie	Variations sans effet de trésorerie					31.12.2017
			Effet de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Autres variations	
Emprunt bancaire - financement des actifs de production	654 158	351 225	(29 928)	-	783	2 392	(0)	978 630
Financements obligataires des projets	82 928	153 274	(1 989)	-	158	(3 232)	-	231 139
Financement corporate	51 700	26 450	-	-	-	-	-	78 150
Investisseurs minoritaires et autres	12 677	71 090	(783)	2	-	-	7 437	90 423
Instruments dérivés - effets des couvertures	22 813	-	(507)	-	2 285	-	253	24 843
Total Dettes financières	824 276	602 039	(33 207)	2	3 226	(840)	7 689	1 403 186

Entre 2016 et 2017, les autres variations concernent la constatation d'une dette en contrepartie d'un droit d'utilisation du réseau à long terme en Australie pour 7,4 M€ ainsi que le reclassement depuis l'actif d'un instrument financier dérivé pour 0,2 M€.

27. 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 33.a). Au 31 décembre 2017, 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.

Au cours de l'exercice 2017, un montant de -4,5 M€ 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 4,1 M€ ont été recyclés par résultat.

Au cours de l'exercice 2016, un montant de 0,5 M€ 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.

Au cours de l'exercice 2015, un montant de 0,2 M€ avait été reconnu au débit dans les autres éléments du résultat global au titre de la variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie.

28. Impôts différés

Les impôts différés actifs et passifs inscrits au bilan ont pour origine :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
<i>Différence entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales :</i>			
- Immobilisations	5 061	3 026	(1 173)
- Provisions	(26 609)	(20 405)	(9 577)
- Ecart d'évaluation	(2 523)	(3 019)	(3 126)
- Financier	4 186	6 124	5 292
- Autres éléments	332	(345)	(456)
Activation des déficits fiscaux et crédits d'impôt	25 597	22 871	18 512
Impôts différés nets	6 044	8 251	9 472
Impôts différés actifs	26 264	20 595	19 409
Impôts différés passifs	20 220	12 344	9 937
Impôts différés nets	6 044	8 251	9 472

La variation des impôts différés s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	<i>Impôts différés Actif</i>	<i>Impôts différés Passif</i>	Total
Impôts différés nets au 31 décembre 2014	15 058	8 081	6 977
Résultat	5 078	1 938	3 139
Autres éléments du résultat global	102	158	(56)
Effet des variations de périmètre	(234)	(229)	(5)
Autres mouvements	(595)	(12)	(583)
Impôts différés nets au 31 décembre 2015	19 409	9 937	9 472
Mouvement par résultat	13 033	13 312	(280)
Autres éléments du résultat global	(140)	(6)	(134)
Effet des variations de périmètre	16	736	(720)
Compensation des impôt différés	(11 059)	(11 059)	-
Autres mouvements	(664)	(575)	(88)
Impôts différés nets au 31 décembre 2016	20 595	12 344	8 251
Mouvement par résultat	25 954	28 962	(3 007)
Autres éléments du résultat global	67	(679)	747
Effet des variations de périmètre	2	1	1
Actualisation	137	-	137
Compensation des impôt différés	(22 241)	(22 241)	-
Autres mouvements	1 749	1 833	(84)
Impôts différés nets au 31 décembre 2017	26 264	20 220	6 044

Le montant des déficits reportables générés en 2017, et non activés s'élève à 7 M€, contre 3,4 M€ au 31 décembre 2016 et 4 M€ au 31 décembre 2015.

29. Fournisseurs et comptes rattachés

Les dettes fournisseurs se répartissent de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Fournisseurs	23 009	19 870	22 647
Fournisseurs d'immobilisations	134 347	59 787	9 114
Total fournisseurs et comptes rattachés	157 355	79 658	31 761

Les fournisseurs d'immobilisations correspondent à des factures reçues en fin d'année pour des projets en cours de construction et non échues.

30. Autres passifs courants

a. Dettes fiscales et sociales

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Dettes fiscales	8 232	6 459	7 010
Dettes sociales	4 165	2 794	3 819
Total dettes fiscales et sociales	12 397	9 253	10 829

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

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Produits constatés d'avance	23 226	28 966	3 090
Autres créditeurs	12 277	858	99
Total autres passifs courants	35 502	29 824	3 189

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).

31. 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 :

31.12.2017	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		
Total actifs financiers		295 143	295 143	-	266 120	29 024	-
Dettes financières non courantes	3	1 219 812	1 219 812				1 219 812
Instruments financiers dérivés	2	24 843	24 843		24 843		
Dettes financières courantes	3	158 531	158 531				158 531
Fournisseurs et comptes rattachés	-	157 355	157 355				157 355
Total passifs financiers		1 560 541	1 560 541	-	24 843	-	1 535 698

31.12.2016	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Actif disponible à la vente	Juste valeur	Prêts et créances	Dettes au coût amorti
Instruments financiers dérivés	2	1 341	1 341		1 341		
Clients et comptes rattachés	-	15 556	15 556			15 556	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	99 503	99 503		99 503		
Total actifs financiers		116 399	116 399	-	100 843	15 556	-
Dettes financières non courantes	3	713 520	713 520				713 520
Instruments financiers dérivés	2	22 813	22 813		22 813		
Dettes financières courantes	3	87 943	87 943				87 943
Fournisseurs et comptes rattachés	-	79 658	79 658				79 658
Total passifs financiers		903 934	903 934	-	22 813	-	881 121

31.12.2015	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Actif disponible à la vente	Juste valeur	Prêts et créances	Dettes au coût amorti
Instruments financiers dérivés	2	681	681		681		
Clients et comptes rattachés	-	22 546	22 546			22 546	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	45 689	45 689		45 689		
Total actifs financiers		68 916	68 916	-	46 370	22 546	-
Dettes financières non courantes	3	390 489	390 489				390 489
Instruments financiers dérivés	2	19 485	19 485		19 485		
Dettes financières courantes	3	63 407	63 407				63 407
Fournisseurs et comptes rattachés	-	31 761	31 761				31 761
Total passifs financiers		505 142	505 142	-	19 485	-	485 657

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

32. Information sectorielle

	31.12.2017									
	En milliers d'euros									
	Eolien	Solaire	Biomasse	Développement & Investissement	Industriel	Eliminations	Total			
EMEA										
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires	19 104	41 220	7 616							67 940
EBITDA courant	14 464	33 169	659							48 292
Bilan										
Total actif	264 443	322 142	89 908							676 493
Tableau de flux de trésorerie										
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	66 098	16 527	2 694							85 319
AMERIQUES										
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires	12 314	8 374								12 314
EBITDA courant	8 374									8 374
Bilan										
Total actif	134 274									134 274
Tableau de flux de trésorerie										
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	42 556									42 556
AUSTRALIE										
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires	54 103	2 463								56 567
EBITDA courant	45 504	10 200								55 705
Bilan										
Total actif	621 575	222 776								844 350
Tableau de flux de trésorerie										
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	192 922	166 185								359 107
TOTAL										
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires	73 208	55 998	7 616	48 575		-46 092				139 304
EBITDA courant	59 969	51 743	659	7 910		-18 098				102 183
Bilan										
Total actif	886 018	679 191	89 908	161 018		-7 136				1 808 998
Tableau de flux de trésorerie										
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	259 020	225 268	2 694	3 557		-22 532				468 007

Suite à la cession du groupe GenSun en 2017, le secteur industriel n'est plus représenté au sein du Groupe.

	31.12.2016	Eolien	Solaire	Biomasse	Développement & Investissement	Industriel	Eliminations	Total
EMEA								
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	11 567	42 069	11 783					65 418
EBITDA courant	8 702	34 229	3 492					46 424
Bilan								
Total actif	175 491	325 139	96 365					596 996
Tableau de flux de trésorerie								
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	64 203	32 267	840					97 310
AMERIQUES								
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	0							0
EBITDA courant	-675							-675
Bilan								
Total actif	110 726							110 726
Tableau de flux de trésorerie								
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	75 381							75 381
AUSTRALIE								
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	12 605	1 117						13 721
EBITDA courant	11 766	2 194						13 960
Bilan								
Total actif	359 441	42 932						402 374
Tableau de flux de trésorerie								
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	209 348	-4 040						205 308
TOTAL								
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	24 171	43 185	11 783	31 916	4 073	-33 797		81 332
EBITDA courant	20 468	35 748	3 492	-684	1 295	-5 202		55 118
Bilan								
Total actif	534 933	478 797	96 365	42 032	16 438	-19 632		1 148 934
Tableau de flux de trésorerie								
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	273 551	103 608	840	682	851	-11 768		367 764

	31.12.2015						Total
	Eolien	Solaire	Biomasse	Développement & Investissement	Industriel	Elimination	
EMEA							
Compte de résultat							
Chiffre d'affaires	9 545	33 755	1 359				44 659
EBITDA courant	7 136	26 431	248				33 814
Bilan							
Total actif	93 400	346 538	88 590				528 527
Tableau de flux de trésorerie							
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	18 729	71 697	25 365				115 791
AMERIQUES							
Compte de résultat							
Chiffre d'affaires		0					0
EBITDA courant		-122					-122
Bilan							
Total actif		2 371					2 371
Tableau de flux de trésorerie							
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles		1 907					1 907
AUSTRALIE							
Compte de résultat							
Chiffre d'affaires	0						0
EBITDA courant	-355	-14					-369
Bilan							
Total actif	54 132	23 646					77 778
Tableau de flux de trésorerie							
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	37 928	19 824					57 752
TOTAL							
Compte de résultat							
Chiffre d'affaires	9 545	33 755	1 359	23 920	9 499	-21 372	56 707
EBITDA courant	6 781	26 295	248	3 185	2 430	2 466	41 405
Bilan							
Total actif	147 532	372 555	88 590	49 701	3 766	-3 314	658 829
Tableau de flux de trésorerie							
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	56 657	93 428	25 365	1 233	100	4 392	181 174

Il convient de noter que tous les clients représentant plus de 10% du chiffre d'affaires sont contre garanties par l'état ou le pays dans lequel le Groupe opère. De plus, il n'y a pas de risque de dépendance vis-à-vis d'un client particulier puisque les contrats signés engagent les parties sur une période déterminée.

33. 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 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.

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 2017 <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	74 061	196 395	270 457	-15 303	-15 303	0
Swaps de taux - Eolien	78 323	235 566	313 890	-9 540	-9 540	0
Total	152 385	431 961	584 347	-24 843	-24 843	0

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

Aux 31 décembre 2015, 2016 et 2017, la position de liquidité se décompose comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie	259 721	99 503	45 689
Autorisations de découverts disponibles	39 000	34 500	34 500
Total	298 721	134 003	80 189

La différence avec la note 22 pour l'exercice 2017 provient des concours bancaires pour un montant de 0,3 M€.

e. Risques liés aux évolutions réglementaires

Le Groupe vend de l'électricité dans le cadre de contrats dont les prix sont réglementés par les Etats ; il est de fait exposé aux évolutions réglementaires. Toute remise en cause de cette tarification serait susceptible d'impacter significativement les états financiers du Groupe.

Cependant 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.

34. Engagements hors bilan

a. Engagements hors bilan donnés

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Garanties accordées à des fournisseurs	20 277	25 279	2 714
Contrats de location ferme	87 649	42 147	23 252
Autres engagements	349 604	159 570	-
Engagements donnés liés aux activités opérationnelles	457 530	226 996	25 966
Actifs donnés en garantie	1 402 227	978 412	597 217
Garanties diverses	97 506	25 394	33 801
Engagements donnés liés aux activités de financement	1 499 732	1 003 806	631 019
Total des engagements hors bilan donnés	1 957 262	1 230 802	656 984

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 octroyer des garanties à ses fournisseurs.

Contrats de location ferme

Il s'agit principalement des baux signés dans le cadre des projets.

Autres engagements donnés

Dans le cadre de l'exploitation de ses actifs de production, le Groupe est amené à signer des contrats de maintenance pouvant s'étaler sur plusieurs exercices. Les prestations sont comptabilisées en charges l'année où elles sont réalisées.

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 de nantissement sur les 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

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Engagements d'achat d'énergies	3 668 718	2 790 848	894 034
Autres engagements reçus	56 117	-	-
Engagements reçus liés aux activités opérationnelles	3 724 836	2 790 848	894 034
Lignes de crédits accordées aux projets	215 797	106 792	157 734
Lignes de crédits corporate accordées	67 250	62 250	64 500
Garanties diverses	-	-	-
Engagements reçus liés aux activités de financement	283 047	169 042	222 234
Total des engagements hors bilan reçus	4 007 882	2 959 890	1 116 268

Engagements reçus liés aux activités opérationnelles :

Engagements reçus d'achat d'électricité

Dans la majorité des cas, lorsqu'est construite une unité de production d'électricité, la société porteuse de projet et appelée à l'exploiter, conclut un contrat à long terme de fourniture. Le Groupe bénéficie d'engagement d'achat pour des périodes de 15 à 20 ans. L'engagement a été évalué sur la base des volumes de production estimée par le Groupe sur la durée du contrat d'achat et des prix de vente non inflatés.

Engagements reçus liés aux activités de financement :

Lignes de crédits accordées aux projets

Au 31 décembre 2017, le Groupe bénéficiait d'engagements reçus de financement de projets et d'exploitations pour un montant de 215,8 M€ non utilisés à cette date.

Lignes de crédits corporate accordées

Le Groupe possède des lignes de crédit court terme pour ses besoins propres.

35. Parties liées

Des transactions ont été réalisées avec : la société Impala, actionnaire majoritaire, 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, des facturations de loyer pour le siège de la société ainsi que d'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 54,77% de son capital. Les transactions avec Impala et ses filiales ou BPI France ont été effectuées à des conditions normales de marché.

Le tableau suivant fournit le montant de ces transactions au titre des exercices clos au 31 décembre 2017, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015 :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Ventes aux parties liées	-	-	-
Achats auprès des parties liées	4 733	1 996	1 524
Créances sur les parties liées	-	-	-
Dettes envers les parties liées	69 732	21 713	7 305
Garanties	80 003	63 030	37 984

36. Rémunération des dirigeants

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Avantages du personnel à court terme	1 821	2 322	2 028
Paievements fondés sur des actions	458	93	112
Total rémunérations des dirigeants	2 279	2 415	2 140

Il n'existe pas d'avantages postérieurs à l'emploi, d'autres avantages à long terme ou d'indemnités de fin de contrat de travail, autres que les clauses de non-concurrence

Les dirigeants représentent les membres du comité de direction du Groupe.

37. Evénements postérieurs à la clôture

Closing financier et passage en construction du projet Bulgana

Le projet Bulgana est constitué d'un parc éolien de 194 MW et d'une batterie de 20 MW. 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 sera vendu au gouvernement de l'état de Victoria dans le cadre d'un PPA de 15 ans.

Le coût total du projet représente environ 350 millions de dollars australiens dont le financement au-delà des fonds propres de Neoen, est assuré par une dette projet à long terme de KfW IPEX-Bank, de la Société Générale et de KDB (Korea Development Bank).

Entrés en construction en France

Les projets solaires Lugos (11.9 MW) et Bram (4.8 MW), remportés lors de l'AO CRE 3, ainsi que le projet remporté lors de l'appel d'offres CRE 4.1, Cap Découverte 4 bis (5 MW) sont entrés en construction sur le premier trimestre 2018.

Le projet éolien, Auxois Sud II (16 MW) est entré en construction en février 2018.

Mises en service

En **Australie**, les parcs solaires de Griffith (35,9 MW) et Parkes (65,9 MW) sont entrés en exploitation au mois d'avril 2018.

En **France**, le parc éolien de Champs d'amour pour 8.8 MW est entré en exploitation en janvier 2018.

38. Périmètre de consolidation

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt 31/12/2015
Société mère	Neoen Neoen Développement	Mère	Mère	Mère 100%
Intégration globale	Neoen Services	100%	100%	100%
	NEOEN PRODUCTION 1	100%	100%	100%
	Ndevelopment	100%	100%	100%
	SCI CONSTANTINUS	100%	100%	100%
	SNC SOLAIRE CESTAS	100%	100%	100%
	Neoen Eolienne	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne Chanteraine	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne Chemin des Vignes	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne Les Hauts Chemins	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne Des Beaux Monts	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne La Garenne	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne Fontenelles	100%	100%	100%
	Aiolos	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne Chassepain	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Villacerf	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Laurens	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Reclainville	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Bais et Trans	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de la Montagne	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Trédaniel	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Viersat	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne du Nord Val de l'Indre	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne du Pays entre Madon et Moselle	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de l'Auxois Sud	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne Vexin	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne Terrajeaux	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne De La Verte Epine	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne des Champs d'Amour	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne du Plateau de l'Auxois Sud	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne le Berger	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de l'Osière	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne du Pays Chaumontais	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de la Vallée aux Grillons	100%	100%	100%
	SARL Vendaisne	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de l'Orvin	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne du Peyro Del Ase	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Mont de Malan	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne Les Sablons	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Bussy 1A	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Bussy 1B	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Bussy 2	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Flaba	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de La Tabatière	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Vestly	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Crosville 1	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Crosville 2	100%	100%	100%
	Centrale Eolienne de Rubercy	100%	100%	100%
Centrale Eolienne du Chemin Vert	100%	100%	100%	
Centrale Eolienne de Courcôme	100%	100%	100%	
Centrale Eolienne de St Sauvant	100%	100%	100%	
Centrale Eolienne de la Voie Verte	100%	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 6	100%	100%	100%	
Neoen Solaire	100%	100%	100%	
Centrale Solaire du Zénith	100%	100%	100%	
Neoen AQ 2012	100%	100%	100%	
Centrale Solaire Corbas 1	100%	100%	100%	
Centrale Solaire Arue 3	100%	100%	100%	
Poste de Livraison Constantin	100%	100%	100%	
Neoen Production 3	100%	100%	100%	
Centrale Solaire Marville 3	100%	100%	100%	

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt 31/12/2015
Intégration globale	Centrale Solaire Orion 13	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Marville 5	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 1	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 2	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 3	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 4	100%	100%	100%
	Centrales Solaires Alpha	100%	100%	100%
	Centrales Solaires Delta	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Omega	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Kertanguy	100%	100%	100%
	Claouziquet Centrale Solaire	100%	100%	100%
	Centrale Solaire de Torrelles	100%	100%	100%
	Centrale Solaire 3	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 12	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 1	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 2	100%	100%	100%
	Centrale Solaire 7	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 3	100%	100%	100%
	Garein Solarphoton	100%	100%	100%
	Luxey Solarphoton	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Arue 2	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 1	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 2	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 3	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 4	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 5	100%	100%	100%
	Biomasse Energie de Laneuveville	100%	100%	100%
	Biomasse Energie de Montsinery	100%	100%	100%
	Neoen Biosource	100%	100%	100%
	Neoen International	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 6	100%	100%	100%
	PV La Granes	100%	100%	100%
	Ombrinéo	100%	100%	100%
	Geloux Solarphoton	100%	100%	100%
	Groupement Solaire Cestas 1	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Melissa	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Garrigues Ouest	100%	100%	100%
	CE Avaloirs	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Le Plo	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 8	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Le Champ de Manœuvre	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 11	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Les Poulettes	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 10	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 1	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 2	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 3	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 4	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 4 bis	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Le Moulin de Beuvry	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Le Camp	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Château Locoyame	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 7	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Corbas 3	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Corbas 4	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Les Quatres Cendriers	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 9	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Arue 4	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Larroque	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Manosque Ombrière	100%	100%	100%
Centrale Solaire Bagnoles	100%	100%	100%	
Centrale Solaire Saint Avit	100%	100%	100%	
Centrale Solaire Capdéc Ombrière	100%	100%	100%	
Centrale Solaire Orion 5	100%	100%	100%	

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt 31/12/2015
Intégration globale	Neoen Biopower	100%	100%	100%
	Neoen Services International	100%	100%	100%
	NP Investment	100%	100%	100%
	CSNSP 431	100%	100%	100%
	CSNSP 452	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Amazonia	100%	100%	100%
	Neoen Mexico	100%	100%	100%
	Neoen Australia	100%	100%	100%
	El Salvador	100%	100%	100%
	Neoen Development Australia	100%	100%	100%
	Degrussa Solar HoldCo	100%	100%	100%
	Degrussa Solar Project	100%	100%	100%
	Neoen Solar Washington LLC	100%	100%	100%
	Neoen US, Inc.	100%	100%	100%
	Neoen Egypt Solar 1	100%	100%	100%
	EnR NL	100%	100%	100%
	EnR CHI	100%	100%	100%
	SPV AGS	100%	100%	100%
	EnR CHI II	100%	100%	100%
	Centrale Solaire Milhas	100%	100%	95%
	Providencia solar	100%	100%	75%
	Neoen Phoenix GmbH	100%	100%	0%
	Neoen Mistral SAS	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 19	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 20	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 21	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 22	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 23	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 24	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 25	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 26	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 27	100%	100%	0%
	Neoen Mozambique	100%	100%	0%
	Neoen Investissement	100%	100%	0%
	Neoen Holding Egypte	100%	100%	0%
	EnR Colombia	100%	100%	0%
	NP Investment II	100%	100%	0%
	Parkes Solar Farm Pty Ltd	100%	100%	0%
	Parkes Solar Farm FinCo Pty Ltd	100%	100%	0%
	Parkes Solar Farm HoldCo Pty Ltd	100%	100%	0%
	Neoen Mistral GmbH	100%	100%	0%
	Centrale Eolienne Dissangis	100%	100%	0%
	Centrale Eolienne la Briqueterie	100%	100%	0%
	Holding Cap Découverte	100%	100%	0%
	Azursol Est	100%	100%	0%
	AzurSol Sud	100%	100%	0%
	Neoen Production 2	100%	100%	0%
	Holding Bussy Lettrée	100%	100%	0%
	Holding Raucourt II	100%	100%	0%
	Centrale Eolienne Mont de Transet	100%	100%	0%
Centrale Eolienne Largeasse	100%	100%	0%	
Centrale Solaire Orion 14	100%	100%	0%	
Centrale Solaire Orion 15	100%	100%	0%	
Centrale Solaire Orion 16	100%	100%	0%	
Centrale Solaire Orion 17	100%	100%	0%	
Centrale Solaire Orion 18	100%	100%	0%	
Griffith Solar Farm Pty Ltd	100%	100%	0%	
Griffith Solar Farm FinCo Pty Ltd	100%	100%	0%	
Griffith Solar Farm HoldCo Pty Ltd	100%	100%	0%	
Dubbo Solar Hub Pty Ltd	100%	100%	0%	
Dubbo Solar Hub FinCo Pty Ltd	100%	100%	0%	
Dubbo Solar Hub HoldCo Pty Ltd	100%	100%	0%	
Neoen Wind Holdco 1 Pty Ltd	100%	100%	0%	
Centrale Eolienne du Moulin à vent	100%	100%	0%	

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt 31/12/2015
Intégration globale	Centrale Solaire Cabries 5	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Cabries 6	100%	100%	0%
	Centrale Eolienne des Ailes de Foulzy	100%	100%	0%
	Centrale Solaire Corbas 2	100%	0%	0%
	Gilgandra Solar Holdco Pty Ltd	100%	0%	0%
	Gilgandra Solar Finco Pty Ltd	100%	0%	0%
	Gilgandra Solar Pty Ltd	100%	0%	0%
	Neoen Servicios Mexico	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 28	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 29	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 30	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 31	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 32	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 33	100%	0%	0%
	Neoen Stockage	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 34	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 35	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 36	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 37	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 38	100%	0%	0%
	Centrale Solaire Orion 39	100%	0%	0%
	Neoen Argentina	100%	0%	0%
	Zambia DevCo	100%	0%	0%
	Bulgana Holdings Pty Ltd	100%	0%	0%
	Centrale photovoltaïque de Mer	100%	0%	0%
	Neoen Northern Hemisphere	100%	0%	0%
	Bulgana Windfarm Pty Ltd	100%	0%	0%
	Neoen Holding US Inc	100%	0%	0%
	Coleambally HoldCo Pty Ltd	100%	0%	0%
	Coleambally FinCo Pty Ltd	100%	0%	0%
	Coleambally Solar Pty Ltd	100%	0%	0%
	Numurkah HoldCo Pty Ltd	100%	0%	0%
	Numurkah FinCo Pty Ltd	100%	0%	0%
	Numurkah Solar Farm Pty Ltd	100%	0%	0%
	HPR Holdco Pty Ltd	100%	0%	0%
	HPR Finco Pty Ltd	100%	0%	0%
	Hornsedale Power Reserve Pty Ltd	100%	0%	0%
	Field Fare Argentina 2	98%	0%	0%
	HWF HoldCo 2	80%	80%	80%
	HWF FinCo 2	80%	80%	80%
	HWF 2	80%	80%	80%
	HWF HoldCo 3	80%	80%	0%
	HWF FinCo 3	80%	80%	0%
	HWF 3	80%	80%	0%
	ENR TUC	80%	0%	0%
	Altiplano Solar S.A.	80%	0%	0%
	Hornsedale Asset Co	77%	77%	79%
	HWF HoldCo 1	70%	70%	78%
	HWF FinCo 1	70%	70%	78%
	HWF 1	70%	70%	78%
Pedregal Solar	70%	70%	75%	
Nahualapa Solar	70%	70%	75%	
Jiboa Solar	70%	70%	75%	
SPICA SOLAR	70%	70%	75%	
CAPELLA SOLAR	70%	70%	75%	
Zambian Sunlight One	69%	69%	0%	
Neoen Marine Développement	65%	65%	50%	
Bangweulu Power Company	59%	80%	0%	
Biomasse Energie de Commeny	51%	51%	51%	
EREC	50%	50%	50%	
Peacock for Technical Consultancy	51%	51%	0%	
Mise en équivalence	CSNSP 441	50%	50%	50%
	BNRG Neoen Holding	50%	50%	0%
	Neoen Ireland Dev Co	50%	50%	0%
	Centrale Solaire Corbas 2	0%	20%	20%
Centrale Eolienne Tureau à la Dame	40%	40%	40%	
Sortie de périmètre	Neoen Panama	0%	100%	100%
	Neoen Services Panama	0%	100%	100%
	Neoen Nicaragua	0%	100%	100%
	Biomasse Energie d'Alizay	0%	100%	100%
	GenSun	0%	60%	60%
	GenWind	0%	60%	60%
GenSun PVS	0%	60%	60%	

ANNEXE III

**RAPPORT D'AUDIT DU COMMISSAIRE AUX COMPTES SUR LES COMPTES
CONSOLIDÉS DU GROUPE POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DECEMBRE 2017, 31
DECEMBRE 2016 ET 31 DÉCEMBRE 2015**

NEOEN

Société par Actions Simplifiée

4, rue Euler
75008 Paris

Rapport d'audit du commissaire aux comptes sur les comptes consolidés

Exercices clos les 31 décembre 2015, 31 décembre
2016 et 31 décembre 2017

NEOEN

Société par Actions Simplifiée

4, rue Euler
75008 Paris

Rapport d'audit du commissaire aux comptes sur les comptes consolidés

Exercices clos les 31 décembre 2015, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2017

Au Président,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société NEOEN et en application du règlement (CE) n°809/2004 dans le cadre du projet d'offre au public et d'admission des actions de la société à la négociation sur le marché réglementé d'Euronext Paris, nous avons effectué un audit des comptes consolidés de la société NEOEN relatifs aux exercices clos les 31 décembre 2015, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2017, établis pour les besoins du document de base et présentés conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Ces comptes consolidés ont été établis par le Président. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnelles applicables en France et la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans ces comptes.

Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

A notre avis, les comptes consolidés établis pour les besoins du document de base, présentent sincèrement, dans tous leurs aspects significatifs et au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, le patrimoine et la situation financière au 31 décembre 2015, au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2017, ainsi que le résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans le périmètre de consolidation pour chacun des exercices clos à ces dates.

Paris-La Défense, le 18 juin 2018

Le commissaire aux comptes

Deloitte & Associés

François Xavier AMEYE

ANNEXE IV

**COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS INTERMÉDIAIRES DU GROUPE POUR LE
SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2018**

NEOEN

COMPTES CONSOLIDES RESUMES INTERMEDIAIRES

30 juin 2018

NEOEN

*Société par Actions Simplifiée au capital de 107 964 140 €
6, rue Ménars | 75002 Paris*

SOMMAIRE

SOMMAIRE.....	2
COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE.....	3
ETAT DU RESULTAT GLOBAL.....	4
BILAN CONSOLIDE	5
TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	6
TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES	7
NOTES AUX ETATS FINANCIERS CONSOLIDES	8
1. INFORMATIONS GENERALES	8
2. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE.....	8
3. METHODES COMPTABLES	9
4. EVOLUTION DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION	16
NOTES SUR LE COMPTE DE RESULTAT	17
5. CHIFFRE D'AFFAIRES	17
6. ACHATS DE MARCHANDISES ET VARIATION DE STOCKS	18
7. CHARGES EXTERNES ET DE PERSONNEL	18
8. IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	18
9. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS COURANTS	19
10. AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS OPERATIONNELS COURANTS	19
11. AUTRES PRODUITS ET CHARGES NON COURANTS	19
12. RESULTAT FINANCIER	20
13. IMPOTS SUR LES RESULTATS.....	20
NOTES SUR LE BILAN	21
14. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES.....	21
15. IMMOBILISATIONS CORPORELLES	23
16. ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS	24
17. BESOINS EN FOND DE ROULEMENT	25
18. TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	25
19. CAPITAUX PROPRES	26
20. PROVISIONS	28
21. DETTES FINANCIERES	29
22. INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES	31
23. IMPOTS DIFFERES.....	32
24. JUSTE VALEUR DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS.....	33
NOTES ANNEXES	34
25. INFORMATION SECTORIELLE.....	34
26. GESTION DES RISQUES	36
27. ENGAGEMENTS HORS BILAN	37
28. EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE	39

COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE

<i>En milliers d'euros</i>	Notes	30.06.2018	30.06.2017
Ventes d'énergies		82 270	46 415
Ventes de marchandises		-	-
Autres produits		19 481	7 980
Chiffre d'affaires	5	101 751	54 395
Achats de marchandises et variation de stocks	6	(4 412)	(699)
Charges externes et de personnel	7	(24 669)	(14 495)
Impôts, taxes et versements assimilés	8	(3 362)	(2 662)
Quote-part du résultat net des entreprises associées		351	212
Autres produits et charges opérationnels courants	9	9 982	1 865
Amortissements et provisions opérationnels courants	10	(30 439)	(22 755)
Résultat opérationnel courant		49 202	15 860
Autres produits et charges opérationnels non courants	11	(1 052)	(2 165)
Amortissements et provisions opérationnels non courants	11	133	1 750
Résultat opérationnel		48 283	15 445
Coût de l'endettement financier		(29 976)	(15 899)
Autres produits et charges financiers		(5 957)	717
Résultat financier	12	(35 933)	(15 182)
Résultat avant impôts		12 350	264
Impôts sur les résultats	13	(4 067)	(614)
Résultat net de l'exercice des activités poursuivies		8 283	(350)
Résultat net des activités non poursuivies		-	-
Résultat net de l'ensemble consolidé		8 283	(350)
<i>Résultat net - part du groupe</i>		7 241	3 464
<i>Résultat net - intérêts minoritaires</i>		1 042	(3 814)
<i>Résultat part du groupe par action - avant dilution (en euros)</i>		0,07	0,03
<i>Résultat part du groupe par action - après dilution (en euros)</i>		0,07	0,03

ETAT DU RESULTAT GLOBAL

L'état du résultat global présente le résultat net de la période ainsi que les produits et charges, de la période, comptabilisés en autres éléments du résultat global en application des normes IFRS.

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	30.06.2017
Résultat net de l'ensemble consolidé	8 283	(350)
Différences de conversion	(5 592)	(6 611)
Couverture de flux de trésorerie (swaps de taux d'intérêt)	(2 618)	(2 588)
Impôts différés liés aux couvertures de flux de trésorerie	750	823
Éléments recyclables par résultat	(7 459)	(8 376)
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par OCI	-	-
Éléments non recyclables par résultat	-	-
Résultat global de l'ensemble consolidé	824	(8 726)
<i>Dont résultat global - part du groupe</i>	<i>(79)</i>	<i>(3 748)</i>
<i>Dont résultat global des participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>902</i>	<i>(4 978)</i>

BILAN CONSOLIDE

	Notes	30.06.2018	31.12.2017
<i>En milliers d'euros</i>			
Ecart d'acquisition		-	-
Immobilisations incorporelles	14	117 937	105 042
Immobilisations corporelles	15	1 469 998	1 249 197
Participations dans les entreprises associées et co-entreprises		7 381	7 039
Instruments financiers dérivés non courants		7 506	6 119
Actifs financiers non courants	16	85 064	78 377
Impôts différés actifs	23	31 971	25 262
Total des actifs non courants		1 719 858	1 471 037
Stocks	17	250	453
Clients et comptes rattachés	17	32 200	29 024
Autres actifs courants		58 320	47 483
Instruments financiers dérivés courants	22	26	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18	208 485	260 000
Total des actifs courants		299 281	336 960
Actifs non courants et groupe d'actifs destinés à être cédés		-	-
Total de l'actif		2 019 138	1 807 997
<i>En milliers d'euros</i>			
Capital		107 964	107 964
Primes		64 027	64 027
Réserves		(15 349)	(20 340)
Actions propres		(20)	(20)
Résultat de l'exercice - part du groupe		7 241	12 454
Capitaux propres part du groupe		163 864	164 086
Intérêts ne conférant pas le contrôle		14 445	13 462
Capitaux propres	19	178 309	177 548
Provisions non courantes	20	8 224	5 795
Financements des projets - non courant	21	1 368 540	1 200 933
Financements corporate - non courant	21	14 550	15 250
Instruments financiers dérivés non courants	22	22 820	17 475
Impôts différés passifs	23	29 876	20 220
Total des passifs non courants		1 444 010	1 259 673
Provisions courantes	20	-	-
Financements des projets - courant	21	155 841	94 974
Financements corporate - courant	21	73 150	63 179
Instruments financiers dérivés courants	22	5 293	7 369
Fournisseurs et comptes rattachés	17	124 161	157 355
Autres passifs courants		38 376	47 899
Total des passifs courants		396 820	370 776
Passifs liés à un groupe d'actifs destinés à être cédés		-	-
Total du passif		2 019 138	1 807 997

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

	Capital	Primes	Réserves et résultats	Actions propres	Autres éléments du résultat global	Capitaux propres - part du groupe	Participation s ne conférant pas le contrôle	Total des capitaux propres
<i>En milliers d'euros</i>								
Capitaux propres au 31 décembre 2016	105 908	62 928	5 561	(510)	(10 135)	163 752	11 248	175 001
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-	-
Augmentation de capital	616	564	-	-	-	1 180	7 267	8 447
Paiement en actions	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres transactions avec les détenteurs d'intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	(897)	-	-	(897)	109	(788)
Variation des actions propres	-	-	-	-	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres variations	-	-	-	-	-	-	-	-
Total des transactions avec les actionnaires	106 524	63 493	4 663	(510)	(10 135)	164 035	18 625	182 660
Résultat global de la période	-	-	3 464	-	(7 211)	(3 747)	(4 979)	(8 726)
Capitaux propres au 30 juin 2017	106 524	63 492	8 127	(510)	(17 345)	160 287	13 647	173 935
Distribution de dividendes	-	-	(0)	-	-	(0)	(2 079)	(2 079)
Augmentation de capital	1 223	535	(0)	-	-	1 758	1 117	2 876
Paiement en actions	-	-	784	-	-	784	-	784
Autres transactions avec les détenteurs d'intérêts ne conférant pas le contrôle	0	-	(88)	-	22	(66)	107	42
Variation des actions propres	-	-	-	490	-	490	-	490
Variations de périmètre et autres variations	217	-	(235)	-	0	(18)	(6)	(23)
Total des transactions avec les actionnaires	107 964	64 027	8 588	(20)	(17 323)	163 237	12 787	176 024
Résultat global de la période	(0)	0	8 990	-	(8 141)	849	675	1 524
Capitaux propres au 31 décembre 2017	107 964	64 027	17 579	(20)	(25 464)	164 086	13 462	177 548
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	(415)	(415)
Augmentation de capital	-	-	-	-	-	-	537	537
Paiement en actions	-	-	484	-	-	484	-	484
Autres transactions avec les détenteurs d'intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	(628)	-	-	(628)	(42)	(670)
Variation des actions propres	-	-	-	-	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres variations	-	-	152	-	(152)	-	-	-
Total des transactions avec les actionnaires	107 964	64 027	17 587	(20)	(25 616)	163 942	13 543	177 485
Résultat global de la période	-	-	7 241	-	(7 320)	(79)	902	824
Capitaux propres au 30 juin 2018	107 964	64 027	24 828	(20)	(32 936)	163 864	14 445	178 309

TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES

	Notes	30.06.2018	30.06.2017
<i>En milliers d'euros</i>			
Résultat net de l'exercice		8 283	(350)
Éliminations :			
de la quote-part de résultat dans les entreprises associées		(351)	(210)
des amortissements et provisions	10 & 11	30 281	19 578
de la variation de juste valeur au résultat des instruments financiers dérivés		869	(1 362)
des plus ou moins-values de cession		869	232
des charges et produits calculés liés aux paiements en actions		484	-
des autres produits et charges sans incidence de trésorerie		81	51
de la charge (produit) d'impôt	8	4 067	614
du coût de l'endettement financier net	12	31 179	15 898
Incidence de la variation du BFR	17	(13 528)	8 364
Impôts décaissés (encaissés)		(601)	(2 923)
Flux de trésorerie opérationnels des activités destinées à être cédées		-	-
Flux net de trésorerie liés aux activités opérationnelles		61 634	39 892
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise	4	(13 107)	(5 073)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée	4	722	3 110
Incidence des changements de contrôles		-	-
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	15 & 16	(227 177)	(270 332)
Subventions d'investissement reçues		-	(565)
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	15 & 16	(0)	-
Acquisition d'actifs financiers		(13 418)	(7 846)
Dividendes reçus	12	-	-
Cession d'actifs financiers		2	65
Flux de trésorerie de financement des activités destinées à être cédées		-	-
Flux net de trésorerie liés aux activités d'investissement		(252 978)	(280 642)
Augmentation de capital de la société mère	19	-	1 180
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital	19	537	7 244
Cession (acquisition) nette d'actions propres	19	-	-
Emission d'emprunts	21	207 361	306 144
Dividendes payés		(415)	-
Remboursement d'emprunts	21	(47 667)	(34 157)
Intérêts financiers nets versés		(18 355)	(12 724)
Flux de trésorerie de financement des activités destinées à être cédées		-	-
Flux net de trésorerie liés aux activités de financement		141 461	267 687
Incidence de la variation des taux de change		(1 354)	(3 157)
Incidence des changements de principes comptables		-	(2)
Effet du reclassement de la trésorerie des actifs non courants ou groupe d'actifs destinés à être cédés		-	-
Variation de trésorerie		(51 236)	23 778
Trésorerie à l'ouverture		259 721	99 439
Trésorerie à la clôture	18	208 485	123 217
Variation de la trésorerie nette		(51 236)	23 778

NOTES AUX ETATS FINANCIERS CONSOLIDES

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.

Le Groupe exerce ses activités dans les régions Europe / Moyen-Orient / Afrique, Australie et Amérique.

Neoen est une société par actions simplifiée enregistrée et domiciliée en France. Son siège social est situé au 6 rue Ménars, 75002 Paris.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires sont présentés en milliers d'euros et ont été arrêtés par le président en date du 11 septembre 2018.

2. Faits marquants de l'exercice

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 EMEA, Australie et Amériques, en identifiant des opportunités et en établissant la faisabilité des projets.

Ainsi le portefeuille du Groupe a évolué en volume avec plus de 1 935 MW (net des projets non poursuivis) de nouveaux projets sur la période.

En Amérique, le développement a poursuivi son évolution positive ce semestre : 158 MW de projets solaires sont entrés au portefeuille en Argentine et 475 MW de projets solaires aux Etats-Unis. Cela permet à Neoen d'affirmer l'Amérique comme son troisième pôle de développement, après l'Australie et EMEA.

L'Australie est devenue la région la plus importante en termes de MW sécurisés. Cette progression est révélatrice de la performance du développement de Neoen à l'international. Un certain nombre de projets totalisant 1 590 MW dont 150 MW de stockage, 650 MW de solaire et 790 MW d'éolien, sont entrés dans le portefeuille du Groupe ce semestre.

Ces gains sont légèrement atténués par des projets non poursuivis dans d'autres pays.

Après le succès du projet de stockage Hornsdale Power Reserve, Neoen continue d'être pionnier sur cet axe en développant des opportunités dans les zones sur lesquelles le Groupe opère.

Les frais de développement sont activés en immobilisations incorporelles (Note 14).

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.

En juin 2018, Neoen et WiSeed ont signé un contrat cadre pour le financement participatif des projets remportés à l'appel d'offres CRE 4. Comme le prévoit la Commission de Régulation de l'Energie (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. Un premier projet vise à lever ce financement auprès des habitants de 5 départements occitans pour financer l'extension de la centrale photovoltaïque Cap Découverte.

Les financements mis en place durant la période sont détaillés en note 21.

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 puissance de 194 MW a commencé sa phase de construction en mars. A cette puissance éolienne de 194 MW s'ajoute une composante stockage, d'une puissance de 20 MW, 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.

En France, des projets solaires gagnés à l'AO CRE 3, Lugos et Bram, ainsi que certains des projets gagnés à l'AO CRE 4, Cap Découverte 4bis et Corbas sont entrés en construction pendant ce début d'année pour un total de 38 MW. Le projet éolien Auxois Sud II, d'une puissance de 16 MW, est quant à lui entré en construction au mois de février.

En Jamaïque, le projet Paradise Park est entré en construction en juin 2018 pour une puissance de 51 MW.

Exploitation

En Australie, dans l'état de New South Wales deux des trois projets sélectionnés à l'appel d'offres de l'ARENA (Australian Renewable Energy Agency), Parkes Griffith et Dubbo, sont entrés en exploitation au deuxième trimestre 2018.

En France, les parcs éoliens de Champs d'Amour (9 MW) et Pays Chaumontais (14 MW) ont été mis en service respectivement aux mois de janvier et mai.

Les mises en service de la période expliquent l'évolution des ventes d'énergies détaillée en note 5.

Neoen a augmenté sa base d'actifs en exploitation de 154 MW atteignant 1 255 MW – contrôlés ou non – au 30 juin 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 règlementaires, ainsi qu'une centrale au Portugal (Seixal) détenue à 50%.

Acquisition / M&A

Le Groupe a acquis au 1^{er} 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).

3. Méthodes comptables

a. Référentiel

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires du Groupe ont été établis conformément au référentiel IFRS (International Financial Reporting Standards) tel qu'adopté par l'Union Européenne et applicable au 30 juin 2018. Les normes appliquées sont disponibles sur le site : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A02008R1126-20160101>

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires du Groupe ont été préparés conformément à la norme IAS 34 « Information Financière Intermédiaire », telle que publiée par l'IASB et adoptée dans l'Union Européenne. Ils ne comportent pas l'intégralité des informations financières requises pour des états financiers annuels complets et doivent être lus conjointement avec les comptes consolidés du Groupe pour

l'exercice clos le 31 décembre 2017, sous réserve des particularités propres à l'établissement des comptes intermédiaires décrites le cas échéant ci-après.

Les principes comptables retenus pour la préparation de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires sont identiques à ceux appliqués pour la préparation 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 1er 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 1er janvier 2018.

Dans le cadre de la transition à IFRS 9, le Groupe a examiné les points suivants :

- Classement et évaluation : les 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. Etant 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 M€ en 2017 en date de renégociation.

Le Groupe applique IFRS 9 à partir du 1er 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, l'effet du retraitement a donné lieu à la modification de l'information comparative.

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>		31 décembre 2017 avant impact IFRS 9	Impact IFRS 9	31 décembre 2017 après impact IFRS 9
Bilan - Actif	Impôts différés actifs	26 264	(1 001)	25 263
Bilan - Passif	Résultat de l'exercice	9 450	3 004	12 454
	Financement des projets - non courant	1 204 562	(3 629)	1 200 933
	Financement des projets - courant	95 352	(377)	94 974
Compte de résultat	Autres produits et charges financiers	(2 658)	4 006	1 348
	Impôt sur les résultats	(5 877)	(1 001)	(6 878)

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 1er 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.

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 ventes de certificats verts : le Groupe considère que les ventes de certificats verts sont des obligations de prestations distinctes de la fourniture d'énergie.

Par conséquent, le chiffre d'affaires du Groupe est composé des éléments suivants :

- Vente d'énergie : le chiffre d'affaires est comptabilisé au moment de sa livraison au client
- Ventes de certificats verts : Dans le cas de ventes réalisées pendant la période précédant le contrat de vente d'électricité (« pré-PPA »), les ventes sont comptabilisées pour le montant de la juste valeur des certificats. Dans le cadre de contrats de vente d'électricité (« PPA »), les ventes sont comptabilisées pour le prix prévu au contrat ou, dans le cas où le contrat prévoit un prix global pour l'électricité et les certificats verts associés, une allocation du prix de transaction est réalisée sur la base de la juste valeur de chaque obligation de performance.
- Vente de services : le chiffre d'affaires est comptabilisé au moment de l'exécution de la prestation, correspondant au transfert de contrôle au client.

IFRS 15 n'a pas eu d'impact sur la comptabilisation du chiffre d'affaires du Groupe.

Le Groupe applique IFRS 15 depuis le 1er janvier 2018 et a réalisé la transition selon la méthode rétrospective simplifiée, sans retraitement de l'information comparative. Aucun impact n'a été constaté sur les capitaux propres d'ouverture.

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 » ;
- 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 1er janvier 2018 :

IFRS 16 « Contrats de location » : Normes et interprétations appliquées par anticipation au 30 juin 2018 par le Groupe

Le Groupe a appliqué la norme IFRS 16 « Contrats de location » avec une date d'application initiale au 1er 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 1er 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 M€ d'actifs liés aux droits d'utilisation et 74 M€ de dettes locatives.

<i>En milliers d'euros</i>		31 décembre 2017	Impact IFRS 16	1er janvier 2018
Bilan - Actif	Immobilisations corporelles	1 249 197	74 598	1 323 795
	Autres actifs courants	47 483	-596	46 887
Bilan - Passif	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 1er 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^{er} janvier 2018 se présente comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018
Engagement de location simple au 31 décembre 2017 figurant dans les états financiers consolidés du Groupe	87 649
Options de prolongation et de résiliation raisonnablement certaine d'être exercées	73 142
Actualisation en utilisant le taux d'emprunt marginal au 1er 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	-
Dettes locatives reconnues au 1er janvier 2018	74 001

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>	30.06.2018
Montants reconnus en compte de résultat - Impact IFRS 16	(1 825)
Dot./Amt. & dép. droits d'utilisation	(1 316)
Intérêts des dettes locatives	(509)
Montants reconnus en compte de résultat - Charges de location à court terme	(244)
Paiements locatifs variables non inclus dans l'évaluation des dettes locatives	-
Revenu provenant de la sous-location des actifs de droits d'utilisation	-
Charges relatives aux contrats de location à court terme	(244)
Charges relatives aux contrats de location de faible valeur	-
Total des montants reconnus en compte de résultat	(2 069)
<hr/>	
<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018
Total des flux de trésorerie concernant les contrats de locations	(1 106)

Méthode 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.

Les contrats de location de bureaux une période de 1 à 10 ans

En 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.

En 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 :
 - o Le Groupe a le droit d'exploiter l'actif, ou

- o 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^{er} 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 liés aux droits d'utilisation ou est comptabilisé en résultat si le montant de l'actif liés 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 30 juin 2018 par le Groupe :

Amendements IAS 28 « Intérêts à long terme dans des entités associées et des coentreprises » ;

Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017.

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 IAS17.

L'impact sur les différents agrégats du compte de résultat est présenté ci-dessous :

<i>En milliers d'euros</i>		30 juin 2018 avant impact IFRS 16	Impact IFRS 16	30 juin 2018 après impact IFRS 16
Compte de résultat	Charges externes et de personnel	(26 306)	1 636	(24 669)
	Amortissements et provisions opérationnels courants	(29 124)	(1 316)	(30 439)
	Coût de l'endettement financier	(29 467)	(509)	(29 976)
	Impôt sur les résultats	(4 421)	41	(4 380)

Suite aux évolutions observées sur le secteur des énergies renouvelables, la société considère désormais qu'il existe un marché postérieur à la durée des PPA. Le Groupe a fait réaliser une étude sur les capacités techniques des centrales de production d'énergie par un tiers indépendant, la durée d'amortissement des actifs éolien et solaire a, en conséquence, été révisée et portée à 25 ans contre respectivement 15 et 20 ans précédemment.

S'agissant d'un changement d'estimation comptable, et conformément à la norme IAS 8, les impacts de cet allongement ont été comptabilisés de manière prospective : les dotations du 1^{er} semestre 2018 ont été calculées sur la base de la valeur nette comptable au 1^{er} janvier 2017 et sur la durée résiduelle d'utilisation de l'actif à cette date.

Les impacts chiffrés sur les comptes consolidés au 30 juin 2018 sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>		30 juin 2018 avant passage amortissements à 25 ans	Impact amortissements à 25 ans anciennes centrales	Impact amortissements à 25 ans nouvelles centrales	30 juin 2018 après passage amortissements à 25 ans
Compte de résultat	Amortissements et provisions opérationnels courants	(37 304)	4 221	2 644	(30 439)
	Impôt sur les résultats	(2 523)	(1 094)	(763)	(4 380)

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^{er} janvier 2018 au 30 juin 2018 par rapport à celle allant du 1^{er} janvier 2017 au 30 juin 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 30 juin 2018 sont les suivants :

- La durée d'amortissement des actifs de production (notes 10 et 15) ;
- La charge d'impôt est évaluée sur la base du taux d'impôt effectif moyen pondéré (note 13) ;
- 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) ;
- Le montant des provisions (note 20).

4. Evolution du périmètre de consolidation

a. Sociétés consolidées

Au 30 juin 2018, le Groupe Neoen est composé de 262 sociétés consolidées, dont 258 en intégration globale et 4 en mise en équivalence.

b. Société non consolidées

Le Groupe a consolidé l'intégralité de ses filiales même si celles-ci pourraient être considérées comme non significatives.

c. Evolution 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 M€.

Développement des activités

Dans le cadre de son développement, Neoen est amené régulièrement à réaliser des créations de sociétés.

NOTES SUR LE COMPTE DE RESULTAT

5. Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires se ventile de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	30.06.2017
Production d'électricité - photovoltaïque	28 278	25 644
Production d'électricité - éolienne	36 463	20 142
Production d'électricité et de vapeur - biomasse	10 848	629
Ventes d'électricité - stockage	6 681	-
Ventes d'énergies	82 270	46 415
Ventes de marchandises	-	-
Certificats verts	16 925	6 856
Vente de services / développement	2 556	1 124
Autres produits	19 481	7 980
Chiffre d'affaires	101 751	54 395

Vente d'énergies

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'électricité photovoltaïque par rapport au 1^{er} semestre 2017 est essentiellement liée à la mise en service courant 2017 de la centrale de Providencia au Salvador (+3,6 M€), et à la mise en service des centrales de Parkes, Griffith et Dubbo en Australie au premier semestre 2018 (+0,8 M€).

L'augmentation significative du chiffre d'affaires de production d'énergie éolienne est principalement liée à la mise en service courant 2017 des projets australiens Hornsdale 2 (+2,2 M€) et Hornsdale 3 (+7,4 M€), Vallée aux Grillons et Osière en France (+2,8 M€), et à la mise en service au premier semestre 2018 des projets Champs d'Amour et Pays Chaumontais en France (+1,3 M€). La production éolienne a été meilleure que l'année passée sur l'ensemble des centrales australiennes et françaises (+2,7 M€).

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'électricité biomasse (+10,2 M€) est due à l'arrêt de la centrale de Commeny pendant quelques mois début 2017 à cause d'un incident technique fin 2016.

L'augmentation du chiffre d'affaires de vente d'électricité de stockage est liée à la mise en service du parc de stockage Hornsdale Power Reserve fin 2017.

Autres produits

Au 30 juin 2018, les autres produits s'élèvent à 19,5 M€ et correspondent essentiellement aux certificats verts en Australie.

L'augmentation par rapport au premier semestre 2017 s'explique par la mise en service de Hornsdale 2 en juin 2017 et de Hornsdale 3 en décembre 2017.

Sur le 1^{er} semestre 2018, les ventes de service comprennent également la facturation au gouvernement australien de la mise à disposition d'une partie des capacités de stockage de la centrale Hornsdale Power Reserve, pour 1,4 M€.

6. Achats de marchandises et variation de stocks

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.

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 coûts non directement affectés aux projets.

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	30.06.2017
Entretiens et réparations	(6 357)	(4 333)
Autres charges externes	(13 152)	(8 281)
Salaires et charges	(5 160)	(1 881)
Charges externes et de personnel	(24 669)	(14 495)

L'augmentation des charges externes provient de la mise en service depuis juin 2017 de nouvelles unités de production, notamment de la centrale éolienne Hornsdale 3 et du parc de stockage Hornsdale Power Reserve en Australie (+2,2 M€). La centrale solaire de Providencia et la centrale éolienne de Hornsdale 2, mises en service au premier semestre 2017, ont des coûts correspondant à un semestre complet sur la période (+1,6 M€). Les charges étaient plus faibles au premier semestre 2017 sur la centrale biomasse de Commentry.

L'augmentation s'explique également par des coûts de conseil accrus sur la période dans le cadre de l'amélioration des systèmes et procédures de l'organisation financière.

Les charges de développement non activées sur la période s'élèvent à 696 K€.

L'application de la norme IFRS 16 a généré une baisse des charges externes pour un montant de 1,6 M€.

L'augmentation des charges de personnel est liée à l'augmentation de l'effectif – 148 salariés au 30 juin 2018 contre 121 au 30 juin 2017 – ainsi que par la diminution du taux d'activation des salaires et charges sur la période.

8. Impôts, taxes et versements assimilés

Conformément à IFRIC 21, le Groupe comptabilise les taxes dès leur éligibilité. La hausse provient essentiellement 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, IFRER).

9. Autres produits et charges opérationnels courants

Les autres produits et charges opérationnels se décomposent de la manière suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	30.06.2017
Autres produits opérationnels courants	10 136	1 973
Autres charges opérationnelles courantes	(155)	(108)
Autres produits et charges opérationnels courants	9 982	1 865

Les autres produits opérationnels courants au 30 juin 2018 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 8,1 M€ ainsi que des amortissements de la partie non remboursable des subventions reçues dans le cadre du projet DeGrussa (1,3 M€) et Arena (0,1 M€ pour un mois).

10. Amortissements et provisions opérationnels courants

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	30.06.2017
Dotations aux amortissements des actifs immobilisés	(30 058)	(22 477)
Reprises sur amortissements des actifs immobilisés	-	-
Autres dotations aux provisions	(382)	(278)
Autres reprises sur provisions	-	-
Amortissements et provisions	(30 439)	(22 755)

L'augmentation des dotations aux amortissements des actifs de production provient essentiellement des centrales mises en service intervenues depuis 2017 pour - 11 M€ ainsi que des amortissements effectués dans le cadre de l'application de la norme IFRS 16 pour - 1,3 M€.

Cela est compensé par le passage de l'amortissement des actifs de production à 25 ans (4,2 M€).

11. Autres produits et charges non courants

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	30.06.2017
Frais de développement antérieurs	(875)	(2 045)
Résultat des cessions d'actifs	4	1 696
Autres éléments non récurrents	(182)	(1 816)
Autres produits et charges opérationnels non courants	(1 052)	(2 165)
Dotations aux amortissements et provisions opérationnels non courants	(751)	-
Reprises sur amortissements et provisions opérationnels non courants	885	1 750
Amortissements et provisions opérationnels non courants	133	1 750

Autres produits et charges opérationnels non courants

Les frais de développement immobilisés pour lesquels le Groupe, à la suite d'un événement externe, 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 (875 K€).

En 2017, les autres éléments non récurrents comprenaient principalement des pénalités facturées par Adisseo suite aux dysfonctionnements de la centrale de Commentry durant la période.

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 133 K€.

12. Résultat financier

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	30.06.2017
Charges d'intérêts sur emprunt	(27 824)	(14 013)
Charges financières sur instruments dérivés	(1 643)	(1 885)
Charges d'intérêts sur droits d'utilisation	(509)	-
Coût de l'endettement financier	(29 976)	(15 899)
Produits et charges d'intérêts sur comptes courants	(219)	42
Gains et pertes de change	(3 015)	156
Autres produits et charges financières	(2 723)	518
Total autres produits et charges financiers	(5 957)	717
Résultat financier	(35 933)	(15 182)

Le coût net de l'endettement financier est composé de charges d'intérêts liées aux financements des actifs de production (- 26,9 M€), aux emprunts corporate (- 0,9 M€), aux instruments financiers (- 1,6 M€), et en 2018 à la charge financière liée à l'application de la norme IFRS 16 (- 0,5 M€).

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 frais liés aux différents refinancements.

Ce poste comprend également l'impact des instruments financiers (- 0,9 M€ en 2018 contre 1,4 M€ en 2017).

13. Impôts sur les résultats

Au titre de la période intermédiaire au 30 juin 2018, la charge d'impôt est calculée sur la base de la meilleure estimation du taux effectif d'imposition annuel moyen attendu pour l'exercice complet.

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	30.06.2017
Résultat avant impôts	12 350	264
Impôts sur les résultats	(4 067)	(614)
Taux d'impôt effectif	32,9%	232,7%

NOTES SUR LE BILAN

14. Immobilisations incorporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Frais de développement immobilisés - Opération	Frais de développement immobilisés - Etudes	Autres immobilisations incorporelles	Total
Valeurs brutes				
Au 31 décembre 2016	26 687	31 984	3 699	62 369
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
Au 31 décembre 2017	36 370	34 339	43 875	114 585
Acquisitions	1 881	10 241	319	12 440
Diminutions	-	(875)	-	(875)
Effet des variations de périmètre	-	-	6 290	6 290
Autres mouvements et reclassements	3 895	(4 944)	(3 066)	(4 115)
Au 30 juin 2018	42 146	38 761	47 418	128 325
Amortissements et dépréciations				
Au 31 décembre 2016	(2 809)	(3 197)	(239)	(6 244)
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
Au 31 décembre 2017	(4 311)	(4 683)	(549)	(9 543)
Dotation aux amortissements	(791)	-	(180)	(971)
Perte de valeur	-	(751)	-	(751)
Reprise sur provision pour perte de valeur	-	885	-	885
Diminutions	-	-	-	-
Effet des variations de périmètre	-	-	-	-
Autres mouvements et reclassements	1	(0)	(9)	(8)
Au 30 juin 2018	(5 101)	(4 550)	(738)	(10 388)
Valeurs nettes				
Au 1er janvier 2017	23 878	28 787	3 460	56 125
Au 31 décembre 2017	32 059	29 656	43 327	105 042
Au 30 juin 2018	37 045	34 211	46 681	117 937

Frais de développement

Au cours du premier semestre 2018, le Groupe a activé des charges directement imputables au développement de projets pour un montant de 12,1 M€. Ces investissements se répartissent principalement sur des projets localisés en Australie, en France, en Zambie, au Mexique, au Mozambique, en Argentine, au Salvador, et en Jamaïque.

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 0,9 M€ pour le premier semestre 2018 contre 3,3 M€ pour le premier semestre 2017.

Les « Frais de développement immobilisés – Etudes » pour 34,2 M€ nets, comprennent 13,4 M€ de dépenses activées relatives aux projets dont le tarif est sécurisé au 30 juin 2018.

Un projet dont le tarif est sécurisé se définit par le fait qu'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 pour un contrat de vente d'électricité ou certificats verts.

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 (25,2 M€).
- Des effets des variations de périmètre sur le premier semestre 2018 (2,2 M€), correspondant à l'achat par le Groupe des projets en cours de développement en Finlande.

15. Immobilisations corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Actifs de production	Actifs de production en-cours	Droits d'utilisation sur actifs loués	Autres immobilisations corporelles	Total
Valeurs brutes					
Au 31 décembre 2016	666 279	221 373	-	7 712	895 365
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)
Au 31 décembre 2017	1 135 690	212 797	-	7 986	1 356 474
Acquisitions	1 061	172 152	4 136	8 628	185 977
Cessions	-	-	-	-	-
Effet des variations de périmètre	-	2 114	-	-	2 114
Effet de change	(12 363)	(3 661)	(86)	244	(15 865)
Autres mouvements et reclassements	168 228	(164 829)	74 598	(391)	77 605
Au 30 juin 2018	1 292 616	218 573	78 647	16 467	1 606 305
Amortissements et dépréciations					
Au 31 décembre 2016	(66 908)	(1 063)	-	(611)	(68 582)
Dotation 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)
Au 31 décembre 2017	(105 513)	(1 051)	-	(711)	(107 276)
Dotation aux amortissements	(28 016)	-	(1 316)	(136)	(29 468)
Perte de valeur	-	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	4	4
Effet des variations de périmètre	-	-	-	-	-
Effet de change	419	(5)	2	2	418
Autres mouvements et reclassements	16	-	-	0	16
Au 30 juin 2018	(133 095)	(1 056)	(1 314)	(842)	(136 306)
Valeurs nettes					
Au 1er janvier 2017	599 370	220 310	-	7 102	826 782
Au 31 décembre 2017	1 030 176	211 746	-	7 275	1 249 197
Au 30 juin 2018	1 159 521	217 517	77 334	15 625	1 469 997

Actifs de production en-cours

Les acquisitions de la période correspondent aux centrales en construction au premier semestre 2018, notamment les projets :

- **En Australie** : Coleambally (69 M€), Bulgana (28 M€) ; et Parkes, Griffith et Dubbo (9 M€)
- **En France** : Chassepain (12 M€), Pays Chaumontais (10 M€), Lagarde d'Apt (8 M€), Lugos (7 M€), Plateau de l'Auxois (5 M€) ;
- Ainsi que EREC (7 M€) en **Jamaïque** et Bangweulu (3 M€) en **Zambie**.

L'effet de variation de périmètre correspond à aux immobilisations du projet Hedet acquis sur la période.

Les immobilisations des centrales entrées en exploitation durant l'exercice, ont été reclassées en actifs de production.

Actifs de production

Il n'existe aucun indice de perte de valeur nécessitant la mise en œuvre de tests de dépréciation sur les actifs corporels au bilan du Groupe.

Autres immobilisations corporelles

Les actifs correspondent essentiellement aux terrains détenus.

Le montant des intérêts activés sur le premier semestre 2018 s'élève à 4,6 M€ (contre 9,5 M€ pour tout 2017).

Par ailleurs, les flux de trésorerie liés à l'acquisition d'immobilisations incorporelles et corporelles se détaillent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	30.06.2017
Acquisition d'immobilisations incorporelles	12 440	24 401
Acquisition d'immobilisations corporelles	185 977	252 374
Variation cash des dettes fournisseurs d'immobilisations	28 759	(6 444)
Investissements incorporels et corporels	227 177	270 332

16. Actifs financiers non courants

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	31.12.2017
Dépôts de garantie	77 988	66 841
Titres non consolidés	2 460	2 460
Prêts à plus d'un an	4 616	9 076
Total autres actifs financiers non courants	85 064	78 377

Actifs financiers non courants	Classement selon IAS 39	Classement selon IFRS 9	Valeur comptable IFRS 9 au 30.06.2018	Valeur comptable IFRS 9 au 31.12.2017	Valeur comptable IAS 39 au 31.12.2017
Dépôts de garantie	Prêts et créances	Coût amorti	77 988	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	4 616	9 076	9 076

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.

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 autres éléments du résultat global.

Prêts à plus d'un an

Le Groupe finance par compte courant le développement et la construction de centrales dans les sociétés non consolidées par intégration globale.

17. 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 30.06.2018	Bilan au 31.12.2017	Variation du besoin en fonds de roulement (Bilan)	Variations sans effet de trésorerie				Variation du besoin en fonds de roulement (TFT)
				Opérations de reclassement de présentation	Changement de méthode comptable	Variations de périmètre	Ecart de conversion	
Stocks et en-cours	250	453	203	-	-	-	-	203
Créances clients et comptes rattachés	32 200	29 024	(3 176)	(0)	-	-	231	(3 407)
Dettes fournisseurs	(21 576)	(23 009)	(1 433)	(4)	-	5	4	(1 438)
Autres créances	52 475	44 966	(7 509)	(51)	596	(366)	120	(7 808)
Autres dettes	(37 095)	(45 498)	(8 403)	(787)	-	(5 727)	(810)	(1 078)
Total	26 253	5 936	(20 317)	(843)	596	(6 088)	(455)	(13 528)

La trésorerie nécessaire sur la période liée au besoin en fonds de roulement s'explique principalement des créances de TVA à récupérer consécutivement aux factures de construction reçues en fin de période (- 9,2 M€) ainsi qu'à l'amortissement des subventions d'investissement (-1,9 M€).

Le total des variations de périmètre correspond principalement aux dettes relatives aux compléments de prix de Bulgana, Field Fare 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).

18. Trésorerie et équivalents de trésorerie

En milliers d'euros	30.06.2018	31.12.2017
Placements à court terme	3 577	3 832
Disponibilités	204 908	256 168
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	208 485	260 000

Les 208 M€ de liquidités provient essentiellement des excédents de trésorerie générés par les centrales en opération (55 M€), des tirages de dettes effectués en attente d'utilisation des fonds dans le cadre de la construction des centrales (103 M€) et de fonds disponibles en attente d'utilisation pour apporter les fonds propres dans les projets (39 M€).

Les placements à court terme réalisés par le Groupe sont entièrement disponibles et ne présentent pas de risques.

19. Capitaux propres

Les mouvements affectant les capitaux propres du Groupe Neoen au cours de l'exercice 2017 et du premier semestre 2018 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés.

Capital social, réserves et primes

Le capital social, entièrement libéré, est composé au 30 juin 2018 de 107 964 140 actions de 1 € de valeur nominale. Le Groupe détient 10 000 de ses propres actions.

Aucun mouvement en capital n'est intervenu au cours du premier semestre 2018.

Plan d'options de souscription d'actions

Le 30 mai 2018, le Président a attribué 90 000 stock-options au prix d'exercice de 5 euros. La durée d'acquisition des droits est de trois ans et l'échéance du plan est fixée à 5 ans à compter de la date d'attribution.

Date d'attribution	Nombre d'options attribuées	Date de départ d'exercice	Date d'expiration	Prix d'exercice	Nombre d'actions en circulation
01/01/2015	1 142 500	02/01/2017	01/01/2020	2,00 €	232 500
10/01/2016	180 000	11/01/2019	10/01/2021	2,00 €	180 000
16/05/2016	50 000	17/05/2019	16/05/2021	2,00 €	50 000
23/12/2016	470 000	24/12/2019	23/12/2021	3,00 €	450 000
30/05/2018	90 000	31/05/2021	30/05/2023	5,00 €	90 000
Total	1 932 500				1 002 500

Pour valoriser ces plans, le Groupe utilise la formule de *Black & Scholes* avec les hypothèses suivantes :

- un taux de volatilité de 23% depuis le plan du 30 mai 2018 contre 18% auparavant (compte tenu de la volatilité des sociétés comparables) ;
- un taux d'intérêt sans risque correspondant à l'OAT 5 ans à la date d'attribution ;
- une maturité moyenne des plans de 1 an au-delà de la période d'acquisition.

Ces plans d'option de souscription d'actions ont pour effet la reconnaissance d'une charge sur la période d'acquisition des droits avec une contrepartie directe en capitaux propres. À ce titre, une charge de 84 K€ a été reconnue au compte de résultat au cours du premier semestre 2018.

Plan d'attribution d'actions gratuites

Le 23 février 2018, le Président a décidé d'attribuer gratuitement 212 108 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 1 an.

Le 9 avril 2018, le Président a décidé d'attribuer gratuitement 5 000 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 a décidé d'attribuer gratuitement 215 000 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.

Détail des instruments dilutifs

		30.06.18	31.12.17	30.06.17	31.12.16
<i>En nombre d'actions</i>					
Avant prise en compte des instruments dilutifs					
nombre d'actions		107 964 140	107 964 140	106 523 619	105 907 569
nombre d'actions autodétenues		10 000	10 000	217 500	217 500
nombre d'actions hors auto-détenues		107 954 140	107 954 140	106 306 119	105 690 069
Nombre moyen d'actions sur la période avant dilution		107 954 140		105 998 094	
Instruments dilutif	Actions Gratuites	432 108	0	217 175	217 175
	Stocks Options	1 757 500	1 667 500	1 892 500	2 108 550
	Bons de souscription d'actions	75 000	75 000	1 203 346	1 353 346
	TOTAL	2 264 608	1 742 500	3 313 021	3 679 071
Après prise en compte des instruments dilutifs					
nombre d'actions		110 228 748	109 706 640	109 836 640	109 586 640
nombre d'actions autodétenues		10 000	10 000	217 500	217 500
nombre d'actions hors auto-détenues		110 218 748	109 696 640	109 619 140	109 369 140
Nombre moyen d'actions sur la période après dilution		109 957 694		109 494 140	

Au 30 juin 2018, 755 000 stocks options et 75 000 bons de souscription d'action, présentés en « instruments dilutifs », avaient été exercés, étant précisé que l'augmentation de capital correspondante portant le capital social à 108 794 140 euros a été constatée le 2 juillet 2018 (cf. note 28 : « Evènements postérieurs à la clôture »).

Intérêts ne conférant pas le contrôle

<i>En milliers d'euros</i>	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%	302	9 507
HWF HoldCo 3	Australie	20,00%	192	7 245
HWF HoldCo 2	Australie	20,00%	157	6 302
HWF 1	Australie	30,00%	86	1 713
Bangweulu Power Company	Zambie	41,20%	(130)	696
HWF 2	Australie	20,00%	503	(307)
EREC	Jamaïque	50,00%	(282)	(61)
HWF 3	Australie	20,00%	918	(516)
Neoen Marine Développement	France	35,00%	(21)	(701)
Biomasse Energie de Commeny	France	49,00%	(554)	(9 407)
Individuellement non significatives			(129)	(26)
Participations ne conférant pas le contrôle			1 042	14 445

20. Provisions

Le mouvement sur les provisions se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	Provisions non courantes	Provisions courantes
Montant au 31 décembre 2016	5 115	-
Dotations	-	-
Reprises utilisées	-	-
Actualisation	105	-
Effet des variations de périmètre	-	-
Autres mouvements	575	-
Montant au 31 décembre 2017	5 795	-
Dotations	(25)	-
Reprises utilisées	-	-
Actualisation	81	-
Effet des variations de périmètre	-	-
Autres mouvements	2 372	-
Montant au 30 juin 2018	8 224	-

Les autres mouvements correspondent principalement aux provisions de démantèlement constatées sur les actifs de production en exploitation.

La provision pour démantèlement constatée sur les actifs de production en exploitation s'élève à 7,3 M€ au 30 juin 2018, contre 4,8 M€ au 31 décembre 2017.

21. Dettes financières

Au 30 juin 2018, l'endettement total du Groupe atteint 1 640 M€, contre 1 399 M€ au 31 décembre 2017.

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.

La dette issue des actifs en opération durant toute la période est de 858,1 M€.

a. Dette nette

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	31.12.2017
Emprunt bancaire - financement des projets	1 082 635	974 345
Financements obligataires des projets	270 926	231 139
Dettes locatives	77 459	-
Financement corporate	87 700	78 429
Investisseurs minoritaires et autres	93 362	90 423
Instruments dérivés passifs - effets des couvertures	28 112	24 843
Total dettes financières	1 640 193	1 399 180
Dettes locatives	(77 459)	-
Investisseurs minoritaires et autres	(93 362)	(90 423)
Total dettes financières ajustées	1 469 373	1 308 756
Placements à court terme	(3 577)	(3 832)
Disponibilités	(204 908)	(256 168)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(208 485)	(260 000)
Dépôts de garantie	(77 988)	(66 841)
Instruments dérivés actifs - effets des couvertures	(7 532)	(6 119)
Autres créances	(4 868)	(4 868)
Total autres actifs	(90 388)	(77 829)
Total dette nette	1 170 500	970 928

b. Analyse par nature

<i>En milliers d'euros</i>	Non courantes	Courantes	30.06.2018	Non courantes	Courantes	31.12.2017
Emprunt bancaire - financement des projets	1 007 165	75 470	1 082 635	910 425	63 921	974 345
Financements obligataires des projets	247 380	23 545	270 926	208 833	22 307	231 139
Dettes locatives	74 565	2 894	77 459	-	-	-
Financement corporate	14 550	73 150	87 700	15 250	63 179	78 429
Investisseurs minoritaires et autres	39 430	53 932	93 362	81 676	8 747	90 423
Instruments dérivés - effets des couvertures	22 820	5 293	28 112	17 475	7 369	24 843
Total Dettes financières	1 405 910	234 283	1 640 193	1 233 658	165 522	1 399 180

Emprunt bancaire – financement des projets

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 148,8 M€, et concernent principalement la centrale solaire de Coleambally en Australie (59,2 M€), et les centrales éoliennes du Pays Chaumontais (28,2 M€) et de Chassepain (27,1 M€) 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

Sur le 1^{er} semestre 2018, Neoen a tiré 35,6 M€ supplémentaires sur le Green Bond conclu avec AMP Capital.

En décembre 2017, Neoen a émis un Green Bond de 245 M€ 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 M€.

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 d'associés chez Neoen SAS, et du compte courant minoritaire dans la société biomasse de Commentry 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 :

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	31.12.2017
Dettes à taux fixes	747 852	619 668
Dettes à taux variables	864 229	754 668
Effet des couvertures	28 112	24 843
Total des dettes financières après effet des couvertures	1 640 193	1 399 179

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 couvertures 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 non actualisés des dettes financières (incluant le remboursement du capital et le paiement des intérêts courus non échus) est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total dettes financières
Emprunt bancaire - financement des projets	75 470	208 755	798 409	1 082 635
Financements obligataires des projets	23 545	60 402	186 979	270 926
Dettes locatives	2 894	5 550	69 015	77 459
Financement corporate	73 150	9 200	5 350	87 700
Investisseurs minoritaires et Autres	53 932	2 445	36 984	93 361
Instrument dérivés - effets des couvertures	5 293	22 232	588	28 113
Total au 30 Juin 2018	234 284	308 584	1 097 325	1 640 193

e. Ventilation par flux des dettes financières

En milliers d'euros	31.12.2017	Flux de trésorerie	Variations sans effet de trésorerie					30.06.2018	
			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	974 624	111 887	(9 259)	-	848	4 534	-	(0)	1 082 635
Financements obligataires des projets	231 139	33 698	(1 116)	-	394	6 811	-	(0)	270 926
Dettes locatives	-	3 303	(82)	-	-	237	74 001	-	77 459
Financement corporate	78 150	9 550	-	-	-	-	-	-	87 700
Investisseurs minoritaires et autres	90 423	977	(52)	2 057	-	-	-	(44)	93 362
Instruments dérivés - effets des couvertures	24 843	-	(323)	-	3 593	-	-	-	28 112
Total Dettes financières	1 399 180	159 415	(10 833)	2 057	4 834	11 582	74 001	(44)	1 640 193

En milliers d'euros	31.12.2016	Flux de trésorerie	Variations sans effet de trésorerie					30.06.2017	
			Effet de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Autres variations		
Emprunt bancaire - financement des projets	654 158	202 004	(14 877)	-	-	1 487	166	-	842 939
Financements obligataires des projets	82 928	14 010	(1 034)	-	-	1 688	-	-	97 591
Dettes locatives	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financement corporate	51 700	4 300	-	-	-	-	-	-	56 000
Investisseurs minoritaires et autres	12 677	51 672	(41)	470	-	-	528	-	65 307
Instruments dérivés - effets des couvertures	22 813	-	(201)	-	114	-	-	-	22 726
Total Dettes financières	824 276	271 987	(16 153)	470	114	3 175	694	-	1 084 563

22. 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 26.a). Au 30 juin 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.

Au cours du premier semestre 2018, un montant de 3,4 M€ 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 0,8 M€ ont été recyclés par résultat.

Au cours de l'exercice 2017, un montant de -4,5 M€ 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 M€ avaient été recyclés par résultat.

23. Impôts différés

La variation des impôts différés s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	<i>Impôts différés Actif</i>	<i>Impôts différés Passif</i>	Total
Impôts différés nets au 31 décembre 2016	20 595	12 344	8 251
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 impôt différés	(22 241)	(22 241)	-
Autres mouvements	1 749	1 833	(84)
Changement de méthode comptable (IFRS 9)	(1 001)	-	(1 001)
Impôts différés nets au 31 décembre 2017	25 262	20 220	5 042
Mouvement par résultat	20 082	23 913	(3 831)
Autres éléments du résultat global	(305)	(1 145)	840
Effet des variations de périmètre	-	-	-
Compensation des impôt différés	(13 098)	(13 098)	-
Autres mouvements	30	(14)	44
Impôts différés nets au 30 juin 2018	31 971	29 876	2 095

Le montant des déficits reportables générés en 2018, et non activés s'élève à 1,3 M€, contre 7 M€ au 31 décembre 2017.

24. 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 :

30.06.2018	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Actif disponible à la vente	Juste valeur	Prêts et créances	Dettes au coût amorti
Instruments financiers dérivés	2	7 532	7 532		7 532		
Clients et comptes rattachés	-	32 200	32 200			32 200	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	208 485	208 485		208 485		
Total actifs financiers		248 217	248 217	-	216 017	32 200	-
Dettes financières non courantes	3	1 383 090	1 383 090				1 383 090
Instruments financiers dérivés	2	28 112	28 112		28 112		
Dettes financières courantes	3	228 991	228 991				228 991
Fournisseurs et comptes rattachés	-	124 161	124 161				124 161
Total passifs financiers		1 764 354	1 764 354	-	28 112	-	1 736 242

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		
Total actifs financiers		295 143	295 143	-	266 120	29 024	-
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
Total passifs financiers		1 556 535	1 556 535	-	24 843	-	1 531 692

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

25. Information sectorielle

En milliers d'euros		30.06.2018						Total
		Eolien	Solaire	Biomasse	Développement & Investissement	Eliminations		
EMEA	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	14 828	18 839	10 848			44 515	
	EBITDA courant	11 498	15 002	3 750			30 250	
	Bilan							
	Total actif	335 344	371 208	89 109			795 661	
AMERIQUES	Tableau de flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	59 429	24 675	-47			84 056	
	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires		8 035				8 035	
	EBITDA courant		5 828				5 828	
AUSTRALIE	Bilan							
	Total actif		162 597				162 597	
	Tableau de flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles		13 749				13 749	
	Compte de résultat							
Chiffre d'affaires	45 404	3 211				48 615		
EBITDA courant	39 138	12 171				51 309		
TOTAL	Bilan							
	Total actif	663 313	323 868				987 182	
	Tableau de flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	72 310	69 829				142 140	
	Compte de résultat							
Chiffre d'affaires	60 232	30 085	10 848			101 751		
EBITDA courant	50 636	33 001	3 750			79 641		
TOTAL	Bilan							
	Total actif	998 657	857 673	89 109	91 522	-17 822	2 019 138	
	Tableau de flux de trésorerie							
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	131 739	108 254	-47	5 899	-18 667	227 177		

En milliers d'euros		30.06.2017							
		Eolien	Solaire	Biomasse	Développement & Investissement	Eliminations	Total		
EMEA	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires	8 612	21 254	629			30 494		
	EBITDA courant	6 000	16 774	-1 530			21 244		
	Bilan	0	0	0			0		
	Total actif	241 681	316 515	89 090			647 286		
AMERIQUES	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	39 181	126	1 246			40 553		
	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires	4 020					4 020		
	EBITDA courant	3 554					3 554		
AUSTRALIE	Bilan								
	Total actif	145 457					145 457		
	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	36 094					36 094		
	Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	18 223	638				18 861			
EBITDA courant	14 891	1 505				16 395			
TOTAL	Bilan								
	Total actif	523 764	93 061				616 825		
	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	148 971	49 767				198 738		
	Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	26 834	25 911	629	24 522	-23 502	54 395			
EBITDA courant	20 891	21 833	-1 530	10 444	-13 021	38 617			
Bilan									
Total actif	765 445	555 033	89 090	53 771	-33 871	1 429 468			
Tableau de flux de trésorerie									
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	188 152	85 987	1 246	1 942	-6 430	270 897			

Le chiffre d'affaires des secteurs *Eolien*, *Solaire* 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 *Eliminations*.

Au 30 juin 2018, le chiffre d'affaires, réalisé par des entités françaises, s'élève à 41,5 M€ (contre 27,1 M€ au 30 juin 2017) et les actifs non courants représentent 618 M€ (contre 526 M€ au 31 décembre 2017).

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

26. 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 et couvre les flux futurs en devises différentes de l'euro dès que le montant est certain et à un horizon de moins de 12 mois.

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.

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 30 juin 2018 <i>En milliers d'euros</i>	Inférieur à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total	Juste valeur	Enregistré en capitaux propres	Enregistré en résultat
Swap de taux						
Swaps de taux - Solaire	71 813	187 827	259 640	-14 807	-14 807	
Swaps de taux - Eolien	82 771	357 517	440 288	-13 305	-13 305	
Total	154 584	545 344	699 928	-28 112	-28 112	0

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 chacun de ses actifs dans la devise fonctionnelle de l'actif.

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 30 juin 2018, la position de liquidité se décompose comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	31.12.2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	208 485	259 721
Autorisations de découverts disponibles	74 000	39 000
Total	282 485	298 721

En 2017, la différence avec la note 18 provient des concours bancaires pour un montant de 0.3 M€.

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 cette 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.

27. Engagements hors bilan

a. Engagements hors bilan donnés

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	31.12.2017
Garanties accordées à des fournisseurs	71 136	20 277
Contrats de location ferme		87 649
Autres engagements	417 988	349 604
Engagements donnés liés aux activités opérationnelles	489 124	457 530
Actifs donnés en garantie	1 670 759	1 402 227
Garanties diverses	59 663	97 506
Engagements donnés liés aux activités de financement	1 730 422	1 499 732
Total des engagements hors bilan donnés	2 219 546	1 957 262

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.

Autres engagements donnés

Dans le cadre de l'exploitation de ses actifs de production, le Groupe est amené à signer des contrats de maintenance pouvant s'étaler sur plusieurs exercices. Les prestations sont comptabilisées en charges l'année où elles sont réalisées.

Engagements donnés liés aux activités de financement :**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

<i>En milliers d'euros</i>	30.06.2018	31.12.2017
Engagements d'achat d'énergies	5 157 562	3 668 718
Autres engagements reçus	331 013	56 117
Engagements reçus liés aux activités opérationnelles	5 488 575	3 724 836
Lignes de crédits accordées aux projets	275 063	215 797
Lignes de crédits corporate accordées	89 083	67 250
Garanties diverses		
Engagements reçus liés aux activités de financement	364 146	283 047
Total des engagements hors bilan reçus	5 852 721	4 007 882

Engagements reçus liés aux activités opérationnelles :**Engagements reçus d'achat d'électricité**

Dans la majorité des cas, lorsqu'une unité de production d'électricité est construite, la société porteuse de projet et appelée à l'exploiter, conclut un contrat à long terme de fourniture d'énergie. Le Groupe bénéficie d'engagement d'achat en général pour des périodes de 15 à 20 ans. L'engagement a été évalué sur la base des volumes de production estimée par le Groupe sur la durée du contrat 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.

Engagements reçus liés aux activités de financement :**Lignes de crédits accordées aux projets**

Au 30 juin 2018, le Groupe bénéficiait d'engagements reçus de financement de projets et d'exploitations pour un montant de 275 M€ 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.

28. Evénements postérieurs à la clôture

Le siège social de la société mère du Groupe, Neoen SAS, est dorénavant situé au 6 rue Ménars 75002 Paris.

Le capital social a été augmenté le 2 juillet pour atteindre 108 794 140€.

Le 26 juillet 2018, Impala a apporté en compte-courant d'associés 15 M€ afin de permettre le remboursement intégral du compte-courant de BPI France Investissement.

En juillet 2018, le Groupe a annoncé la finalisation du financement et le début de la construction du projet Numurkah, d'une puissance de 128 MW. Située dans l'État de Victoria en Australie, cette centrale est détenue à 100% par Neoen. Le lancement de la construction de ce projet est une étape symbolique pour Neoen puisque cela lui permet de franchir le seuil du gigawatt d'actifs en exploitation et en construction en Australie.

Le 31 juillet 2018, le Groupe a réalisé le closing financier du quatrième batch des projets Mistral (~40 MW), constitué du financement des projets solaires de Lugos, Bram, Cap Découverte 4 bis, éolien d'Auxois Sud 2 et du refinancement du projet solaire Le Pontet. Plus de 50 M€ de dettes bancaires ont été levées auprès de KfW.

Neoen a sécurisé le tarif, en France, du projet solaire Reaup-Lisse, pour 15 MW, remporté lors de l'appel d'offres CRE 4.1 dont les résultats ont été publiés en août 2017 ainsi que pour le projet éolien Viersat – Quinssaines, pour 16 MW, dont le permis de construire est purgé de tous recours.

Enfin, l'électricité qui sera produite par le projet éolien finlandais Hedet a fait l'objet d'un contrat d'achat avec un datacenter situé dans ce pays.

ANNEXE V

**RAPPORT D'EXAMEN LIMITÉ DU COMMISSAIRE AUX COMPTES SUR LES COMPTES
CONSOLIDÉS RÉSUMÉS INTERMÉDIAIRES DU GROUPE POUR LE SEMESTRE CLOS
LE 30 JUIN 2018**

NEOEN

Société par Actions Simplifiée

6, rue Ménars
75002 Paris

Rapport d'examen limité du commissaire aux comptes sur les comptes consolidés résumés intermédiaires

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2018

NEOEN

Société par Actions Simplifiée

6, rue Ménars
75002 Paris

Rapport d'examen limité du commissaire aux comptes sur les comptes consolidés résumés intermédiaires

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2018

Au Président,

En notre qualité de commissaire aux comptes de la société NEOEN et en réponse à votre demande dans le cadre du projet d'offre au public et d'admission des actions de la société NEOEN à la négociation sur le marché réglementé d'Euronext Paris, nous avons effectué un examen limité des comptes consolidés résumés intermédiaires de la société NEOEN, relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2018, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Ces comptes consolidés résumés intermédiaires ont été établis sous la responsabilité du Président. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France et la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention. Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques.

Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes consolidés résumés intermédiaires, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes intermédiaires consolidés résumés avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

Paris-La Défense, le 11 septembre 2018

Le commissaire aux comptes

Deloitte & Associés

François Xavier AMEYE